

STUDIA, ROZPRAWY, MONOGRAFIE **183**

Urszula Lorenz, Urszula Ozga-Blaschke,
Katarzyna Stala-Szlugaj, Zbigniew Grudziński

WĘGIEL KAMIENNY W KRAJU I NA ŚWIECIE
W LATACH 2005–2012

KOMITET REDAKCYJNY

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

RECENZENCI

prof. dr hab. inż. Wiesław Blaschke
dr hab. inż. Andrzej Strugała, prof. nadzw. AGH.

*Monografia powstała w ramach realizacji projektu naukowego nr N N524 339040,
nr umowy 3390/B/T02/2011/40*

ADRES REDAKCJI

31-261 Kraków, ul. Józefa Wybickiego 7
tel. 12-632-33-00, fax 12-632-35-24

OPRACOWANIE EDYTORSKIE:

mgr Danuta Nikiel-Wroczyńska, Beata Stankiewicz

© Copyright by Autor

© Copyright by Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN – Wydawnictwo

Printed in Poland

Kraków 2013

ISSN 1895-6823

ISBN 978-83-62922-28-4

IGSMiE PAN — Wydawnictwo, Kraków 2013

Nakład 150 egz.

Objętość ark. wyd. 17,47; ark. druk. 24,50

Druk i oprawa: Drukarnia „PATRIA” Beata Szul, Kraków, ul. Domagały 23

Spis treści

1. Wprowadzenie	5
1.1. Wybór krajów i układ pracy	5
1.2. Wskaźniki makroekonomiczne	9
1.3. Tendencje cenowe na rynkach węgla i frachtów morskich w okresie analizy	11
1.4. Największe firmy produkujące węgiel na świecie	18
2. Chiny (Chińska Republika Ludowa)	20
2.1. Informacje ogólne	20
2.2. Zasoby węgla kamiennego	21
2.3. Zagadnienia transportu węgla	23
2.4. Węgiel kamienny energetyczny	25
2.5. Węgiel koksowy	30
2.6. Rola węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej w Chinach	35
3. Stany Zjednoczone (USA)	37
3.1. Informacje ogólne	37
3.2. Zasoby węgla kamiennego	38
3.3. Zagadnienia transportu węgla	41
3.4. Węgiel kamienny energetyczny	42
3.5. Węgiel koksowy	47
3.6. Rola węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej w USA	52
4. Indie	55
4.1. Informacje ogólne	55
4.2. Zasoby węgla kamiennego	57
4.3. Zagadnienia transportu węgla	58
4.4. Węgiel kamienny energetyczny	60
4.5. Węgiel koksowy	63
4.6. Rola węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej w Indiach	67
5. Australia	69
5.1. Informacje ogólne	69
5.2. Zasoby węgla kamiennego	71
5.3. Zagadnienia transportu węgla	72
5.4. Węgiel kamienny energetyczny	73
5.5. Węgiel koksowy	78
5.6. Rola węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej w Australii	84
6. Indonezja	87
6.1. Informacje ogólne	87

6.2. Zasoby węgla kamiennego	87
6.3. Zagadnienia transportu węgla	89
6.4. Węgiel kamienny energetyczny	91
6.5. Węgiel koksowy	94
6.6. Rola węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej w Indonezji	95
7. Rosja (Federacja Rosyjska)	97
7.1. Informacje ogólne	97
7.2. Zasoby węgla kamiennego	97
7.3. Zagadnienia transportu węgla	100
7.4. Węgiel kamienny energetyczny	102
7.5. Węgiel koksowy	106
7.6. Rola węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej w Rosji	110
8. RPA (Republika Południowej Afryki)	112
8.1. Informacje ogólne	112
8.2. Zasoby węgla kamiennego	113
8.3. Zagadnienia transportu węgla	115
8.4. Węgiel kamienny energetyczny	116
8.5. Węgiel koksowy	119
8.6. Rola węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej w RPA	120
9. Kolumbia	123
9.1. Informacje ogólne	123
9.2. Zasoby węgla kamiennego	123
9.3. Zagadnienia transportu węgla	125
9.4. Węgiel kamienny energetyczny	126
9.5. Węgiel koksowy	130
10. Kanada	132
10.1. Informacje ogólne	132
10.2. Zasoby, produkcja i zużycie węgla	132
10.3. Udział Kanady w światowym handlu węglem	136
10.4. Rola węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej w Kanadzie	140
11. Polska	141
11.1. Informacje ogólne	141
11.2. Zasoby węgla kamiennego	144
11.3. Zagadnienia transportu węgla	146
11.4. Węgiel kamienny energetyczny	148
11.5. Węgiel koksowy	153
11.6. Węgiel w polskiej energetyce	158
Podsumowanie	163
Załącznik – Słowniczek skrótów i pojęć	167
Literatura	174
Węgiel kamienny w kraju i na świecie w latach 2005–2012 – Streszczenie	181
Hard coal in the world and in Poland in the years 2005–2012 – Abstract	183

1. Wprowadzenie

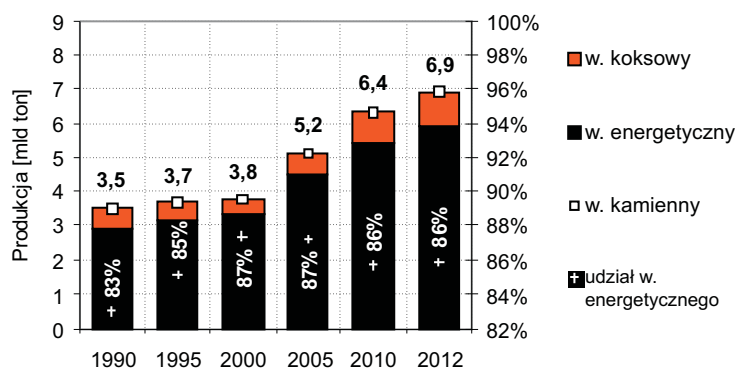
Zakres zagadnień zawarty w tytule niniejszej monografii (Węgiel kamienny w kraju i na świecie w latach 2005–2012) jest bardzo szeroki. Obejmuje bowiem dziesiątki krajów, które produkują, zużywają, eksportują lub importują ten surowiec. Dokonano więc wyboru krajów najbardziej reprezentatywnych. Kluczem do tego wyboru była ugruntowana pozycja danego kraju w gronie największych światowych producentów węgla kamiennego (nie analizowano rynków importerów węgla).

Wydobycie węgla i jego użytkowanie oraz handel międzynarodowy przebiegają w szeroko pojętym otoczeniu gospodarczym. Istotnych jest zatem szereg czynników, jak wskaźniki makroekonomiczne opisujące wzrost gospodarczy (w ujęciu globalnym i regionalnym), poziom zapotrzebowania na surowce i energię, konkurencja cenowa węgla na różnych rynkach, jak też konkurencyjność węgla wobec innych surowców, zagadnienia transportu (w tym morskiego) i jego kosztów, czy kursy walutowe, wpływające na opłacalność eksportu i importu surowców. Dlatego ogólne informacje o tych czynnikach – jako nakreślające pewne tło dla zagadnień, będących głównym tematem pracy – zawarto we wprowadzeniu.

1.1. Wybór krajów i układ pracy

W 2012 roku produkcja węgla kamiennego na świecie zbliżyła się już do 7 mld ton, a w porównaniu do 2005 roku zwiększyła się o prawie 35%. Rysunek 1.1 obrazuje rozwój tej produkcji od 1990 roku, w podziale na węgiel energetyczny i koksowy. Liczby wyrażają sumaryczną produkcję węgla kamiennego; w procentach podano udział węgla energetycznego w produkcji ogółem.

Wyboru krajów, którym poświęcono kolejne rozdziały pracy, dokonano na podstawie wielkości sumarycznej produkcji węgla kamiennego energetycznego i koksowego. Do analizy wybrano dziesięć krajów, wśród których ośmiu głównych producentów od wielu lat stanowi czołówkę światową. Są to: Chiny, Stany Zjednoczone, Indie, Australia, Indonezja, Rosja, Republika Południowej Afryki (RPA) i Kolumbia. Kolejne dwa kraje to Polska, która mimo spadku produkcji wciąż jest liczącym się w świecie producentem, oraz Kanada, która co prawda nie zalicza się do największych producentów węgla kamiennego na świecie, lecz należy do ważniejszych producentów węgla koksowego i jest trzecim jego eksporterem.



Uwaga: udział węgla koksowego – uzupełnienie do 100%

Rys. 1.1. Rozwój produkcji węgla kamiennego na świecie w latach 1990–2012
Źródło: opracowanie własne na podstawie (Coal Information 2010, 2013)

Fig. 1.1. Development of hard coal production in the world, in the years 1990–2012

Wyboru dokonano na podstawie danych publikowanych przez Międzynarodową Agencję Energii (IEA – *International Energy Agency*) w rocznikach pt. Coal Information. Zestaw tych danych, odnoszących się do produkcji węgla kamiennego w latach 2005 i 2012 prezentuje tabela 1.1. Na rysunku 1.2 przedstawiono zmiany udziałów poszczególnych krajów w produkcji węgla kamiennego w tych latach.

Tabela 1.1

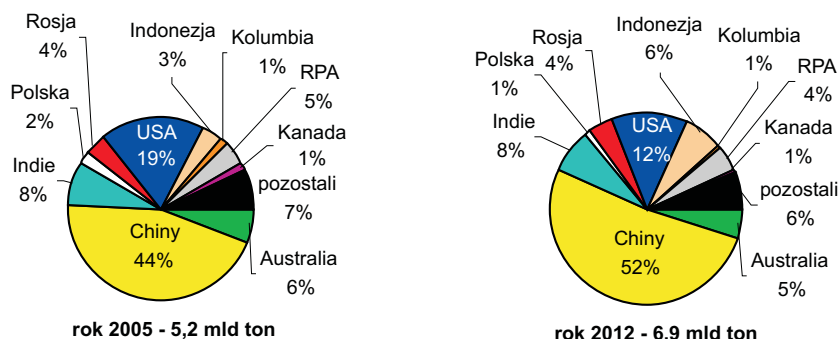
Główni producenci węgla kamiennego na świecie

Table 1.1

Main world hard coal producers

Lp.	Kraj	2005	2012	Zmiana 2005–2012	
		mln ton		%	
1	Chiny	2 299,7	3 549,1	1 249,4	54,3
2	USA	962,4	863,3	–99,1	–10,3
3	Indie	407,0	551,5	144,5	35,5
4	Indonezja	170,5	442,8	272,3	159,6
5	Australia	300,1	347,2	47,1	15,7
6	Rosja	209,2	276,1	66,9	32,0
7	RPA	245,0	259,3	14,3	5,8
8	Kolumbia	59,1	89,5	30,4	51,4
9	Polska	97,9	79,8	–18,1	–18,5
10	Kanada	54,3	57,1	2,7	5,0
	Pozostali	342,2	410,5	68,3	20,0
	Świat	5 147,4	6 926,2	1 778,7	34,6

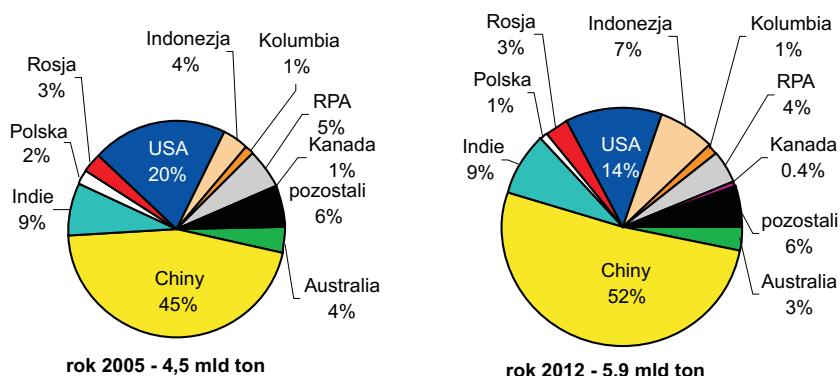
Źródło: opracowanie własne na podst. Coal Information 2013



Rys. 1.2. Produkcja węgla kamiennego na świecie według producentów
Źródło: opracowanie własne na podst. Coal Information 2013

Fig. 1.2. Hard coal production in the world, by country

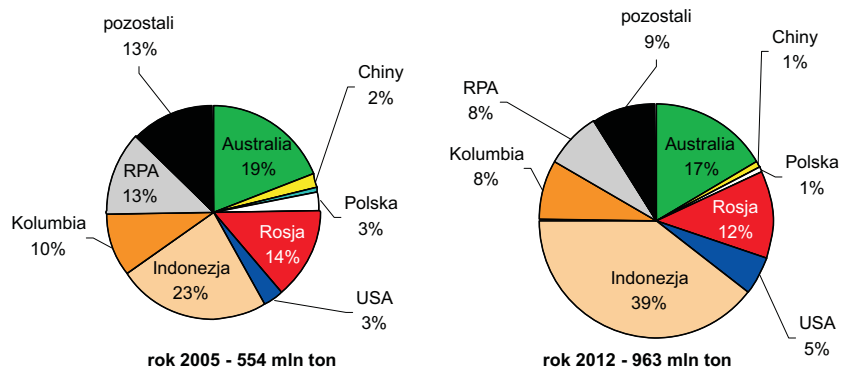
Większość z wymienionych krajów należy równocześnie do grona największych użytkowników węgla, część stanowi czołówkę światowych eksporterów, a niektóre (jak Chiny i Indie) zaliczają się do wiodących importerów węgla. Pozycja poszczególnych krajów w produkcji i eksporcie węgla energetycznego i koksowego jest zróżnicowana, co ilustrują wykresy na rysunkach 1.3–1.6.



Rys. 1.3. Produkcja węgla energetycznego według krajów producentów
Źródło: opracowanie własne na podst. Coal Information 2013

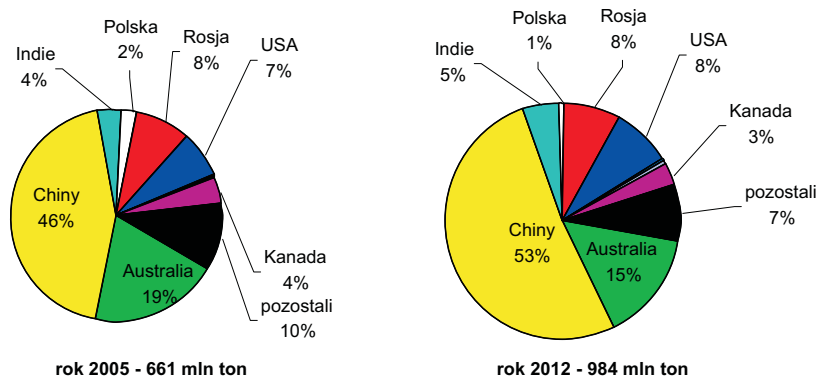
Fig. 1.3. Steam coal production, by country

W kolejnych rozdziałach pracy, w opisach poszczególnych krajów starano się zachować podobną strukturę. Podano zestaw ogólnych informacji gospodarczych, dane o zasobach węgla i położeniu złóż, informacje o infrastrukturze transportowej. Tam, gdzie miało to zastosowanie, przedstawiano osobno zagadnienia węgla energetycznego i koksowego, wraz z informacjami o cenach oraz o roli danego kraju w światowym handlu węglem. Na koniec rozdziału opisano rolę węgla w energetyce krajowej.



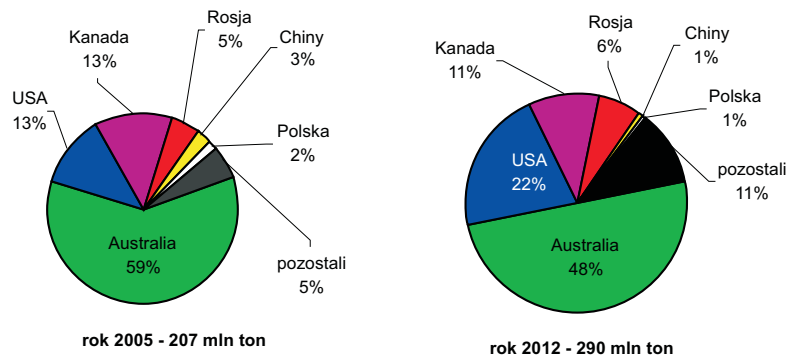
Rys. 1.4. Eksport węgla energetycznego według krajów producentów
Źródło: opracowanie własne na podst. Coal Information 2013

Fig. 1.4. Steam coal export, by country



Rys. 1.5. Produkcja węgla koksowego według krajów producentów
Źródło: opracowanie własne na podst. Coal Information 2013

Fig. 1.5. Coking coal production, by country



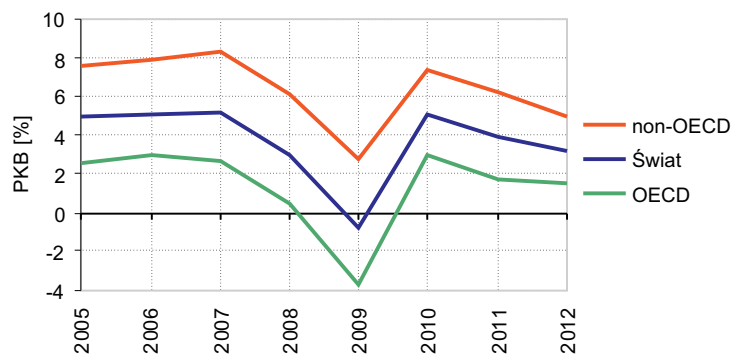
Rys. 1.6. Eksport węgla koksowego według krajów producentów
Źródło: opracowanie własne na podst. Coal Information 2013

Fig. 1.6. Coking coal export, by country

Ze względu na występujące różnice w klasyfikacjach węgla i zasobów, stosowanych przez poszczególne kraje, niekiedy trudno jest osiągnąć pełną porównywalność informacji, pochodzących ze statystyk międzynarodowych i statystyk danego kraju. Takie problemy występują zarówno przy podziale węgla na bitumiczne i sub-bitumiczne, energetyczne i koksowe, jak i w podziale zasobów w zależności od stopnia rozpoznania i ekonomiki wydobycia.

1.2. Wskaźniki makroekonomiczne

W okresie objętym analizą (lata 2005–2012) gospodarka światowa doznała skutków globalnego kryzysu gospodarczego z 2008 r. W większości krajów – szczególnie wysoko rozwiniętych (OECD) – wskaźniki wzrostu gospodarczego, mierzone zmianami PKB, osiągnęły w 2009 roku wartości ujemne. Kryzys w mniejszym stopniu dotknął wtedy kraje o mniej rozwiniętych gospodarkach (non-OECD). Nie da się jednak ukryć, że i te kraje odczuwają obecnie wyraźne spowolnienie rozwoju gospodarczego. Wykresy na rysunkach 1.7–1.9 ilustrują zmiany PKB w latach 2005–2012 dla świata i wybranych obszarów gospodarczych oraz wybranych krajów.

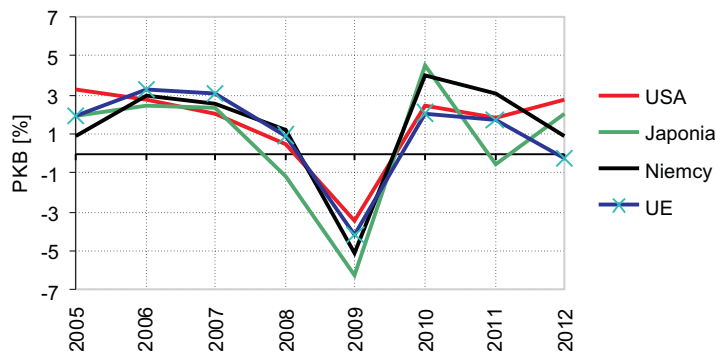


Rys. 1.7. Wskaźniki wzrostu gospodarczego dla świata oraz krajów rozwiniętych (OECD) i rozwijających się (non-OECD), zmiana w % (rok do roku poprzedniego)

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych IMF

Fig. 1.7. Economic growth – the world, advanced economies (OECD) and developing economies (non-OECD), percent change (y/y)

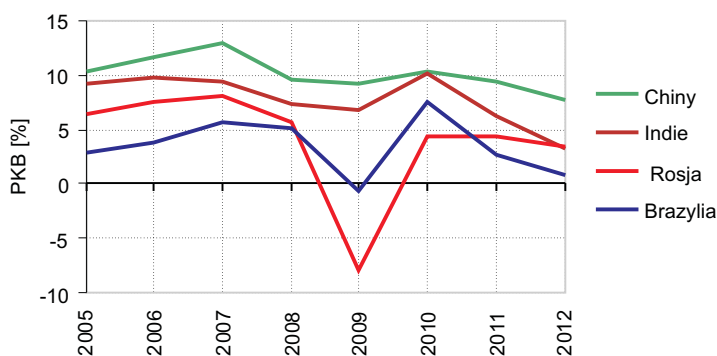
Wskaźniki wzrostu gospodarczego dla świata utrzymują się na relatywnie wysokim poziomie dzięki wynikom krajów rozwijających się (rys. 1.7). Wśród wiodących gospodarek (rys. 1.8) najlepiej przedstawia się sytuacja w Stanach Zjednoczonych, a w Europie – w Niemczech. Jednak Unia Europejska jako całość wciąż pogrążona jest w recesji (ujemny wzrost w 2012 i szanse na zerowy wzrost w 2013 r.). Japonia wcześniej niż inne gospodarki rozwinięte (bo już w 2008 r.) wpadła w recesję, a relatywnie wysoki wzrost w 2010 roku nie



Rys. 1.8. Wskaźniki wzrostu gospodarczego dla wybranych gospodarek rozwiniętych, zmiana w % (rok do roku poprzedniego)

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych IMF

Fig. 1.8. Economic growth – selected advanced economies, percent change (y/y)



Rys. 1.9. Wskaźniki wzrostu gospodarczego dla wybranych krajów rozwijających się (BRIC: Brazylia, Rosja, Indie, Chiny), zmiana w % (rok do roku poprzedniego)

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych IMF

Fig. 1.9. Economic growth – BRIC countries (Brazil, Russia, India, China), percent change (y/y)

zrównoważył poprzednich spadków. Kolejnym ciosem dla tej gospodarki były skutki trzęsienia ziemi i tsunami z marca 2011 roku.

Wśród dynamicznie rozwijających się gospodarek, określanych mianem BRIC (Brazylia, Rosja, Indie i Chiny), tylko kraje azjatyckie przeszły bez większego uszczerbku przez kryzysowy rok 2009. Jednakże przy globalizacji gospodarki światowej i szerokich powiązaniach kapitałowych (poprzez międzynarodowe firmy i banki), gospodarki tych krajów rozwijają się wolniej i odczuwają skutki osłabienia popytu na ich towary i surowce eksportowe w krajach rozwiniętych.

1.3. Tendencje cenowe na rynkach węgla i frachtów morskich w okresie analizy

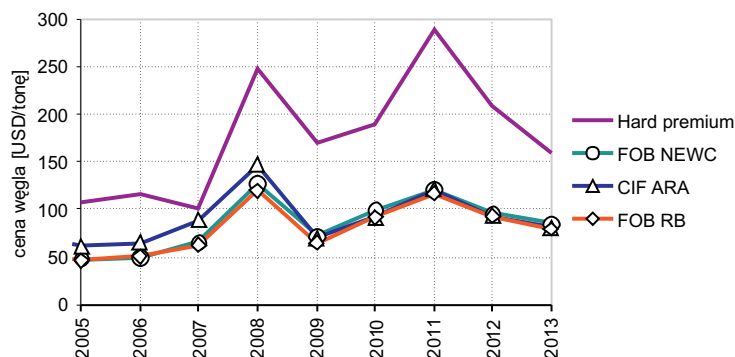
Na początku nowego stulecia, wskutek wysokiego wzrostu produkcji i eksportu (zwłaszcza w regionie Pacyfiku: Chiny, Australia, Indonezja) oraz wynikającej z nich nadpodaży na światowych rynkach, nastąpił wyraźny spadek cen węgla na świecie (innym powodem była też nadmierna wówczas aprecjacja amerykańskiej waluty, w której wyrażane są ceny w obrocie międzynarodowym). Wkrótce jednak (w drugiej połowie 2003 i w 2004 roku) wzrost cen węgla na światowych rynkach osiągnął niespotykaną wcześniej skalę. Przyczyniło się do tego przede wszystkim wyraźnie zwiększone zapotrzebowanie na surowce i energię w Chinach, spowodowane wysokim wzrostem gospodarczym. Dodatkowo wzrost zapotrzebowania na stal (również 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 większe zyski w dłuższej perspektywie). Wystąpił więc skumulowany efekt wzrostu cen węgla u eksporterów (przy popycie przekraczającym podaż węgla) oraz wysokiego wzrostu stawek frachtowych, skutkujący niezwykle wysokim poziomem cen węgla na rynkach importerów.

W 2005 roku sytuacja cenowo-podażowa, dzięki wzrostowi podaży węgla, ustabilizowała się. Znacząco poprawił się również stan floty masowców oraz przystosowanie portów.

Rysunek 1.10 przedstawia porównanie ważniejszych wskaźników cen węgla, jakimi operuje się w handlu międzynarodowym. Trzy z nich odnoszą się do węgla energetycznego:

- wskaźnik FOB Newcastle reprezentuje cenę węgla australijskiego w eksporcie na bazie FOB (*free-on-board*) w porcie Newcastle i jest podstawowym wskaźnikiem dla rynku azjatyckiego,
- wskaźnik FOB RB wyraża poziom cen węgla w eksporcie z RPA na bazie FOB w porcie Richards Bay; wskaźnik ten przez wiele lat był jednym z najbardziej istotnych dla handlu węglem w Europie, z czasem nabrał też znaczenia dla rynku azjatyckiego, gdyż eksport węgla z RPA coraz częściej trafia na tamtejsze rynki – głównie do Indii,
- wskaźnik CIF ARA obrazuje średni poziom cen węgla energetycznego w imporcie na rynki europejskie – na bazie CIF (*cost-insurance-freight*) w portach ARA (Amsterdam-Rotterdam-Antwerpia).

Wskaźnik *hard premium* (benchmark) odnosi się do węgla koksowego i reprezentuje cenę FOB węgla australijskiego, uzgadnianą w kontraktach między największym eksporterem węgla koksowego, koncernem BHP BM, a koncernami japońskimi JSM; stanowi wyznacznik dla kontraktowania cen dla pozostałych uczestników rynku zarówno w Azji jak i w Europie i Ameryce Płd.



Rys. 1.10. Ważniejsze wskaźniki cen węgla w handlu międzynarodowym
Źródło: opracowanie własne na podstawie (Argus, Platts)

Fig. 1.10. Major coal price indices in international trade

W 2006 roku na rynki węgla energetycznego oraz jego ceny w Europie wpływ miały m.in. następujące czynniki: niski stan zapasów, mroźna zima i gorące suche lato (skutkujące zwiększonym zapotrzebowaniem na węgiel) oraz niedostateczna podaż węgla z krajów głównych dostawców (RPA i Kolumbii – przerwy w wydobyciu z powodu ulewnych deszczy oraz strajków górników). Na rynkach nie było też węgla z Polski. Skumulowany efekt zmniejszenia podaży i obaw kupujących spowodował wzrost cen. Dodatkowo ponownie wzrosły stawki frachtów morskich w związku z wysokim zapotrzebowaniem na rudę żelaza i węgiel koksowy w Chinach. Stawki frachtowe osiągnęły szczytowe wartości pod koniec 2007 roku.

W przypadku węgla koksowego rok 2005 był przełomowy zarówno dla branży koksowniczej, jak i producentów węgla do jego produkcji. W wyniku dynamicznego wzrostu produkcji stali nastąpiło zwiększenie światowego zapotrzebowania na węgiel koksowy, a wcześniejszy okres stagnacji nie sprzyjał inwestowaniu w rozwój mocy wytwórczych, toteż czołowi producenci i eksporterzy mieli kłopoty z zaspokojeniem rosnącego popytu. Efektem był dynamiczny wzrost cen węgla koksowych – w kontraktach FY'2005/06 uzgodniono benchmark dla węgla typu *hard* na poziomie 125 USD/tonę FOB, co stanowiło wzrost o 119% w stosunku do ceny kontraktowej z roku poprzedniego.

Jednakże najbardziej spektakularne zmiany cen w historii rynków węglowych miały miejsce w roku 2008.

Międzynarodowe rynki węgla energetycznego doświadczyły wówczas największego wzrostu i największego spadku cen. Szczytowe wartości wystąpiły w lipcu 2008 r. (średnia miesięczna cena CIF ARA osiągnęła 212 USD/tonę). Spadek cen, jaki po tym szczycie nastąpił, był bardzo dotkliwy – do grudnia 2008 roku średnie miesięczne ceny CIF ARA spadły o ponad 133 dolary (do około 80 USD/tonę) (Lorenz 2009 a, b; Lorenz Grudziński 2009).

Dramatyczny wręcz spadek cen węgla (energetycznych i koksowych), 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 perturbacje we wszystkich dziedzinach gospodarki na całym świecie. Wielkich spadków doświadczyły światowe ceny ropy i ceny gazu w USA (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 istotną rolę odegrały Chiny. Po Igrzyskach Olimpijskich (Pekin 2008) 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.

Stawki frachtowe podlegały w tym czasie znacznym 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 2008 r. tylko około 7 dolarów (historyczne maksimum wystąpiło w listopadzie 2007 roku – ponad 60 USD/tonę).

Przed 2008 rokiem wpływ bieżących zmian sytuacji podażowo-popytowej (tzw. fundamentów rynku) na ceny węgla był bardziej przewidywalny. Gdy następowało jakieś zdarzenie, skutkiem którego mogły być na przykład przerwy w dostawach węgla w eksporcie, rynki *spot* reagowały w spodziewanym kierunku (ceny rosły). W kryzysowym roku 2008 i w latach następnych zmiany cen węgla w coraz większym stopniu reagowały również na inne sygnały rynkowe (jak np. zmiany cen ropy i gazu). Nie do pominięcia jest też znaczenie spekulacji giełdowych na rynkach surowców (głównie ropy naftowej), w wyniku czego podstawy fundamentalne (popyt – podaż) często traciły na znaczeniu.

W 2009 roku ceny węgla energetycznego zaczęły powoli rosnać: od około 60 USD/tonę w marcu 2009 do ponad 100 dolarów pod koniec 2010 roku. Rynki początkowo odbudowywały się powoli, gdyż światowa gospodarka tkwiła w kryzysie, a zmniejszone zapotrzebowanie na energię nie generowało przyrostu zapotrzebowania na węgiel energetyczny. Na przełomie lat 2010/2011 kolejnych impulsów wzrostowych dla cen węgla dostarczyła pogoda – mroźna zima w Europie, a w Australii i Indonezji katastrofalne powodzie. Szczególnie dotkliwe w skutkach okazały się powodzie w Australii, które nie tylko zalały część odkrywek, ale też zniszczyły infrastrukturę transportową. Niedostatki węgla australijskiego na światowych rynkach (energetycznego, ale przede wszystkim koksowego) były odczuwalne przez wiele miesięcy, podtrzymując ceny na bardzo wysokim poziomie.

Dodatkowo w tym czasie, w krajach Afryki Północnej rozpoczęły się zamieszki polityczne, które rozszerzyły się wkrótce na region Środkowego Wschodu, wprowadzając wielki niepokój na rynkach ropy i gazu. W warunkach tej niestabilnej sytuacji na rynkach surowców energetycznych, kolejnym impulsem wzrostu cen i niepewności stało się tragiczne w skutkach trzęsienie ziemi w Japonii (11 marca 2011 r.). Podmorskie wstrząsy na Pacyfiku (o sile ocenionej na 9 stopni w skali Richtera) wywołały niszczącą falę tsunami, która zdewastowała północno-wschodnią część Japonii. Oprócz elektrowni jądrowej Fukushima, zniszczeń doznały liczne elektrownie węglowe, porty importujące węgiel oraz rafinerie. Ponieważ Japonia importuje w zasadzie wszystkie surowce energetyczne, jest niezwykle

ważnym rynkiem dla eksporterów zarówno węgla, jak i ropy oraz gazu ziemnego (zwłaszcza w postaci skroplonej – LNG) (Lorenz i in. 2012).

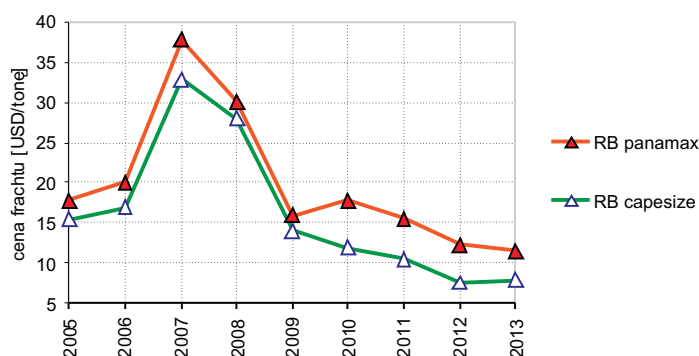
Bardzo wysokie ceny australijskiego węgla energetycznego (rzędu 130 USD/tonę FOB Newcastle) utrzymywały się do kwietnia 2011 r. W Europie natomiast – choć poziom fizycznego zapotrzebowania był niski – ceny węgla (mierzone indeksem *spot CIF ARA*) były raczej reakcją rynków na wysokie ceny gazu czy ropy.

Od tego czasu (kwiecień 2011) na międzynarodowych rynkach węgla energetycznego ceny pozostają w tendencji spadkowej, a średnia po trzech kwartałach 2013 r. wynosiła około 80 USD/tonę CIF ARA i około 85 USD/tonę FOB Newcastle.

W 2012 roku ceny węgla energetycznego na rynkach były na tyle niskie, że wytwarzanie w elektrowniach węglowych w Europie było bardzo konkurencyjne, skutkiem czego wykorzystanie węgla w energetyce wzrosło (sprzyjały temu również niskie ceny uprawnień do emisji CO₂).

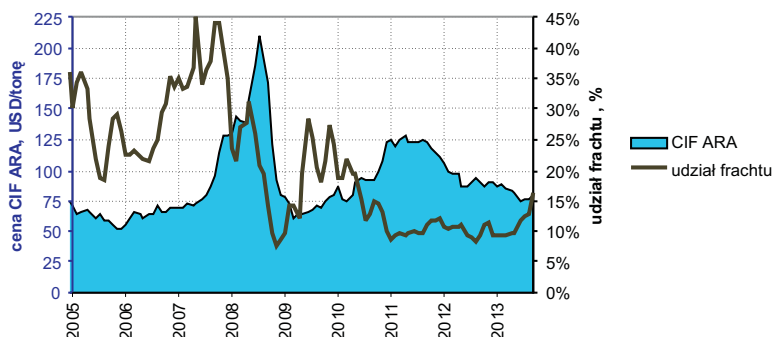
Istotnym i nieodłącznym elementem międzynarodowego handlu węglem jest transport morski. W przewozach węgla dominują jednostki duże – masowce typu panamax (o nośności 60–80 tys. DWT) i capesize (powyżej 100 tys. DWT). Jednostkowe stawki frachtowe uzależnione są m.in. od wielkości statku (są wyższe dla mniejszych jednostek) oraz od odległości transportowej. W największym stopniu jednak zależą od ogólnej sytuacji rynkowej w przewozach morskich (zapotrzebowania na przewozy i możliwości zbilansowania tego zapotrzebowania).

Rysunek 1.11 przedstawia kształtowanie się stawek frachtowych dla jednostek typu panamax i capesize w transporcie węgla na przykładowej trasie z południowoafrykańskiego portu Richards Bay do ARA (w transporcie morskim jest to jedna z najważniejszych tras – tzw. route 4). Koszty transportu morskiego mogą mieć znaczący udział w kosztach dostawy węgla do końcowego odbiorcy. Rysunek 1.12 ilustruje relację stawki frachtowej RB–ARA do ceny węgla CIF ARA. W 2007 roku koszt frachtu stanowił prawie połowę wartości węgla



Rys. 1.11. Stawki frachtowe dla jednostek panamax i capesize na trasie z portu Richards Bay (RPA) do ARA
Źródło: opracowanie własne na podstawie (Argus, Platts)

Fig. 1.11. Freight rates from Richards Bay port (SA) to ARA ports for panamax and capesize bulk carriers



Rys. 1.12. Udział frachtu w cenie węgla CIF ARA

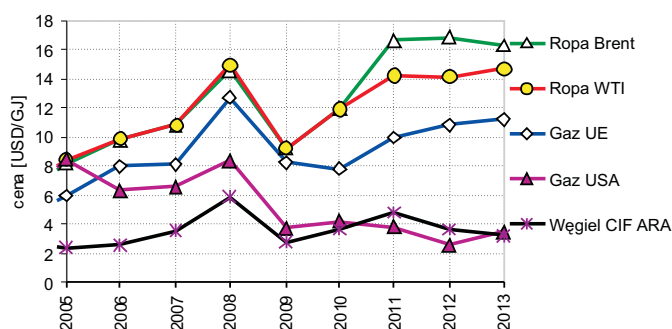
Fig. 1.12. Share of freight in coal price CIF ARA

w dostawie do odbiorcy, a latach 2011–2012 zaledwie 10% (ostatnio ten udział zbliża się do 15%).

Ceny węgla na tle innych surowców energetycznych

Gaz ziemny jest głównym konkurentem węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej: na świecie około 41% elektryczności produkuje się z węgla (kamiennego i brunatnego), a ponad 22% z gazu. Produkty rafinacji ropy naftowej mają co prawda znikomy udział w wytwarzaniu energii elektrycznej, lecz ceny ropy wywierają podstawowy wpływ na ceny gazu ziemnego, gdyż większość kontraktów na dostawy gazu ma ceny powiązane z cenami ropy.

Rysunek 1.13 przedstawia porównanie cen ropy naftowej Brent i WTI, gazu ziemnego w imporcie do Europy (UE) i na rynku amerykańskim z cenami węgla energetycznego CIF ARA (wszystkie ceny przeliczono na USD/GJ).



Rys. 1.13. Porównanie cen głównych surowców energetycznych: ropy naftowej (Brent i WTI), gazu ziemnego na rynku europejskim i amerykańskim i węgla energetycznego CIF ARA

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Banku Światowego

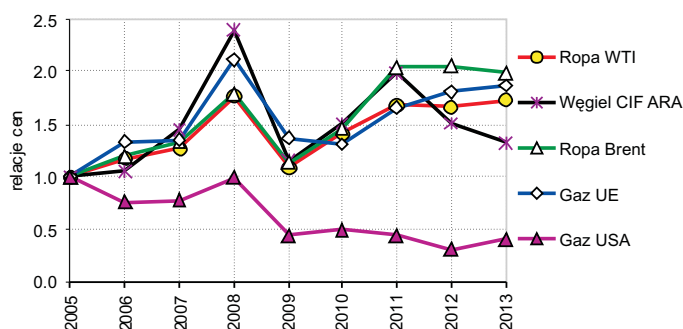
Fig. 1.13. Price comparison of major energy commodities: crude oil (Brent and WTI), natural gas for European and American market and CIF ARA coal

Ropa Brent (z Morza Północnego) jest podstawowym (wskaźnikowym) gatunkiem ropy dla rynku europejskiego. Dla rynku amerykańskiego taką funkcję pełni ropa WTI (*West Texas Intermediate*). Rynki gazu ziemnego, ze względu na swą specyfikę związaną z transportem, mają charakter bardziej regionalny. Trzy największe rynki gazu to rynek amerykański, europejski i japoński (tam gaz dostarczany jest w postaci skroplonej – LNG).

Zauważalna jest duża dysproporcja w poziomie cen gazu na rynku amerykańskim i europejskim: ceny gazu w USA są ponad 3-krotnie niższe. W 2011 i 2012 r. ceny gazu amerykańskiego były niższe także od cen węgla na rynku zachodnioeuropejskim. Dzięki obfitości gazu pozyskiwanego ze złóż niekonwencjonalnych, jego ceny w USA spadły w ciągu czterech lat ponad czterokrotnie. W przyszłości istotnym czynnikiem wpływającym na poziom cen gazu będzie skala eksportu skroplonego gazu ze Stanów Zjednoczonych.

Do 2009 roku tendencje zmian cen surowców były podobne. Zdestabilizowana w wyniku kryzysu sytuacja gospodarcza spowodowała, że zatraciły się korelacje pomiędzy indeksami surowcowymi, a każdy towar ma własne fundamenty, które zawiadują jego cyklami cenowymi.

Rysunek 1.14 przedstawia relacje cen wymienionych surowców w stosunku do ich wartości średniej z roku 2005.



	ropa WTI	ropa Brent	gaz UE	gaz USA	węgiel CIF ARA
cena w 2005 r.	USD/bbl	USD/bbl	USD/mln btu	USD/mln btu	USD/tonę
	56,4	54,4	6,3	8,9	61,1
cena w 2012 r.	94,2	112,0	11,5	2,8	92,5
	USD/GJ				
cena w 2005 r.	8,5	8,2	6,0	8,5	2,4
cena w 2012 r.	14,1	16,8	10,9	2,6	3,7

Rys. 1.14. Zmiany cen głównych surowców energetycznych w porównaniu do ich wartości w 2005 r.

Fig. 1.14. Price changes of major energy commodities compared to their value in 2005

Kursy walutowe

Kursy walut krajów „węglowych” wobec waluty amerykańskiej, będącej oficjalną walutą w transakcjach na międzynarodowych rynkach węgla, mają istotny wpływ na opłacal-

ność eksportu i/lub importu. W tabeli 1.2 zestawiono średnie roczne przeliczniki walut krajów głównych producentów węgla kamiennego na świecie za lata 2005 i 2012 (oraz za 8 miesięcy 2013 r.). Wzrost przelicznika walutowego poprawia opłacalność eksportu, a pogarsza opłacalność importu. Kraje w tabeli uszeregowane według zmian kursów obliczonych w ostatniej kolumnie. Przedstawione dane świadczą, że – w porównaniu z rokiem 2005 – wzrost przeliczników walutowych był szczególnie korzystny dla eksporterów z RPA i Rosji oraz z Indonezji. Dla eksporterów z Australii i Kolumbii – pod względem przeliczników walutowych – sytuacja się pogorszyła, jednakże wzrost nominalnych cen węgla w tym czasie był znacznie wyższy (rzędu 75% dla Australii i 45% dla Kolumbii).

Tabela 1.2

Kursy walutowe głównych producentów węgla kamiennego

Table 1.2

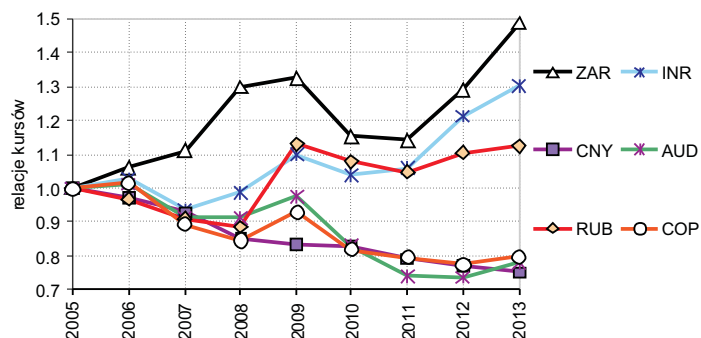
Exchange rates of major coal producers

Kraj	Waluta	2005	2012	2013	Zmiana 2005–2013 [%]
		przelicznik za 1 USD			
RPA	ZAR	6,36	8,21	9,47	49
Indie	INR	44,03	53,40	57,37	30
Rosja	RUB	28,14	31,06	31,62	12
Indonezja	IDR	9 709	9 364	10 153	5
Polska	PLN	3,23	3,26	3,19	-1
Kolumbia	KPS	2 322	1 796	1 857	-20
Australia	AUD	1,31	0,97	1,02	-22
Chiny	CNY	8,19	6,31	6,17	-25

Źródło: www.x-rates.com, NBP

Dla Chin – jako importera węgla – spadek przelicznika (umocnienie waluty krajowej wobec USD) poprawia opłacalność importu. Odwrotna sytuacja dotyczy Indii, które również importują duże ilości węgla – osłabienie waluty krajowej (wzrost kursu) zdecydowanie pogarsza opłacalność importu.

Niezwykłe zróżnicowanie wartości przeliczników walut poszczególnych krajów uniemożliwia przedstawienie ich na jednym wykresie. Na rysunku 1.15 zilustrowano zatem zmiany wybranych kursów w stosunku do ich wartości z 2005 roku.



Rys. 1.15. Zmiany kursów walut głównych producentów węgla w porównaniu do ich wartości w 2005 r.

Fig. 1.15. Changes of exchange rates of major coal producers compared to their value in 2005

1.4. Największe firmy produkujące węgiel na świecie

W tabeli 1.3 zestawiono czołową dziesiątkę firm o największej produkcji węgla. Na czele tej listy plasują się firmy działające na rynkach krajowych: Coal India, Peabody w Stanach Zjednoczonych, czy Shenhua w Chinach.

Tabela 1.3

Największe spółki węglowe na świecie

Table 1.3

Top ten coal mining companies in the world

Lp.	Producent	Obszar działalności	Produkcja [mln ton]		Zmiana od 2005 r. [%]
			2005	2011	
1.	Coal India	Indie	324	436	35
2.	Peabody	USA	225	268	19
3.	Shenhua	Chiny	178	282	58
4.	Arch Coal	USA	139	157	13
5.	China Coal	Chiny	72	160	122
6.	BHP – Billiton	RPA, Australia, Indonezja, USA, Kolumbia	87	104	20
7.	Anglo Coal	RPA, Australia, Wenezuela, Kolumbia	95	103	8
8.	SUEK	Rosja	85	92	8
9.	Xstrata	Australia, RPA, Kolumbia	70	85	21
10.	Rio Tinto	Australia, USA	162	49	-70
Razem			1 437	1 736	21
Udział w produkcji światowej [%]			33	31	-

Źródło: opracowanie własne na podstawie VDKI 2010, 2011, Grudziński 2013

Firmy: BHP-Billiton, Xstrata, Anglo Coal i Rio Tinto, nazywane „wielką czwórką” ze względu na ich znaczenie, 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 (Lorenz, Grudziński 2009).

Największe firmy handlujące węglem

W światowym handlu węglem uczestniczy bardzo wiele firm. Ze względu na charakter działalności firmy te można podzielić na trzy grupy: firmy handlujące surowcami w skali globalnej, firmy powiązane z producentami energii oraz banki.

Do najważniejszych graczy zaliczają się globalne firmy handlujące surowcami (głównie ropą). Część z nich posiada własne kopalnie lub udziały w spółkach produkujących węgiel. Dla niektórych węgiel jest tylko jednym z wielu towarów w obrocie. Spora część operuje także na rynkach transportowych (statki, barki, rurociągi, koleje). Można tu wymienić m.in.:

- Glencore – koncern będący zarówno producentem węgla, jak i jego dostawcą w skali globalnej. W 2013 roku sfinalizowana została jedna z największych fuzji w tej branży: połączenie Glencore z Xstratą (obie firmy były już wcześniej powiązane kapitałowo). Utworzona w wyniku tej fuzji firma Glencore Xstrata stała się największym na świecie eksporterem węgla energetycznego (o potencjale 78 mln ton/rok) i piątym eksporterem węgla koksowego (14 mln ton/rok). Jej wartość rynkową ocenia się na 90 mld dolarów;
- Vitol Group, Trafigura, Mercuria – światowi giganci w dostawach surowców i produktów energetycznych (szczególnie ropy i paliw), z oddziałami w kilkudziesięciu krajach świata. Agresywnie wchodzą na rynki węglowe – również poprzez akwizycję kopalń. Posiadają własne statki i terminale portowe na prawie wszystkich kontynentach. Zaangażowani na wszystkich etapach pozyskania surowców energetycznych: od poszukiwania i wydobycia, po przetwarzanie, transport i handel, a nawet usługi finansowe;
- Bulk Trading SA – zajmuje się m.in. handlem węglem (energetycznym i koksowym), koksem, antracytem, koksem naftowym i biomasą, łącznie z ich fizycznymi dostawami;
- Amerykańska Peabody Energy – największa na świecie prywatna spółka węglowa.

Wśród banków do aktywnych uczestników handlu węglem (także na rynku fizycznym) zaliczają się: Morgan Stanley, Merrill Lynch, Macquarie Bank, Goldman Sachs, czy Deutsche Bank.

2. Chiny (Chińska Republika Ludowa)

2.1. Informacje ogólne

Chiny są najbardziej ludnym krajem świata. Szybko rosnąca gospodarka od wielu lat generuje wysokie zapotrzebowanie na energię finalną oraz nośniki do jej wytwarzania. Według Międzynarodowego Funduszu Walutowego (IMF – *International Monetary Found*, www.imf.org), realny produkt krajowy brutto Chin (PKB) wzrósł o około 9,3% w 2011 roku i o 7,7% w 2012 roku. We wcześniejszych latach (2000–2011) średni wzrost wynosił około 10% rocznie.

Echo globalnego kryzysu finansowego dotarło do Chin w zasadzie dopiero w 2012 r.: gospodarka chińska wyraźnie zwolniła, nastąpił spadek produkcji przemysłowej i eksportu. Wcześniej skutki globalnego kryzysu z 2008 r. zostały złagodzone dzięki uruchomieniu ogromnego – rozłożonego na dwa lata – pakietu stymulacyjnego o wartości 4 bilionów juanów (ok. 586 mld dolarów). Globalne spowolnienie w 2012 roku zmusiło rząd Chin do poluzowania polityki monetarnej i rozważenia drugiego, mniejszego pakietu bodźców fiskalnych. Rząd stara się ograniczyć inflację i nadmierne inwestycje w niektórych sektorach.

Chiny są drugim na świecie największym konsumentem ropy (za Stanami Zjednoczonymi), a największym światowym konsumentem energii, według Międzynarodowej Agencji Energii (IEA – KWES 2013). Aż do początku lat dziewięćdziesiątych kraj był eksporterem netto ropy naftowej, a w 2009 r. stał się drugim na świecie importerem netto tego surowca. Wzrost zużycia ropy w Chinach stanowił połowę światowego wzrostu zużycia w 2011 roku. Również zużycie gazu w Chinach gwałtownie wzrosło w ostatnich latach, powodując poszukiwania możliwości zwiększenia importu gazu rurociągami oraz w postaci skroplonej (LNG). Chiny są także największym na świecie producentem i konsumentem węgla (odpowiadają za połowę światowego zużycia węgla), są także największym emitentem dwutlenku węgla z sektora energetycznego.

W strukturze zużycia energii pierwotnej węgiel ma zdecydowanie największy udział (70%). Drugie miejsce zajmuje ropa naftowa z udziałem 19%. Mimo czynionych wysiłków w kierunku dywersyfikacji źródeł energii, pozostałe nośniki mają stosunkowo niewielki udział w krajowym bilansie energetycznym (elektrownie wodne – 6%, gaz ziemny – 4%, energia jądrowa – 1%, inne odnawialne źródła energii – 0,3%).

Chiński rząd – w nowym 12. planie pięcioletnim – postawił sobie za cel zwiększenie udziału energii ze źródeł innych niż paliwa kopalne do 11,4% w bilansie energetycznym do 2015 roku.

W najnowszej prognozie amerykańskiego Departamentu Energii (EIA – International... 2013) przewiduje się spadek udziału węgla w chińskim miksie energetycznym do 59% w 2035 r. – ze względu na wzrost efektywności energetycznej oraz planowane osiągnięcie zmniejszenia emisji dwutlenku węgla w przeliczeniu na jednostkę PKB (*carbon intensity*). Jednakże – w związku z dużym wzrostem całkowitego zużycia energii – bezwzględne zużycie węgla w Chinach może się w tym okresie podwoić (do 2035 r.).

2.2. Zasoby węgla kamiennego

Według Światowej Rady Energetycznej (WEC – *World Energy Council*), Chiny posiadają zasoby około 114,5 mld ton węgla (BP 2013) – trzecie co do wielkości na świecie po Stanach Zjednoczonych i Rosji, stanowiące około 13% całkowitych światowych zasobów węgla. Mapka na rysunku 2.1 przedstawia orientacyjne położenie złóż węgla w Chinach oraz ważniejsze porty.



Rys. 2.1. Orientacyjne położenie złóż węgla w Chinach oraz ważniejszych portów
Źródło: opracowanie własne na podstawie (Walker 2000, RWE 2007)

Fig. 2.1. Approximate location of coal deposits in China and major ports

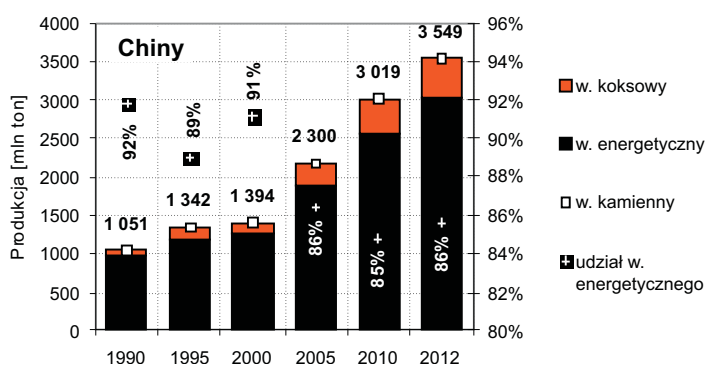
Trzy czwarte wszystkich zasobów zalega w północnej i centralnej części kraju, z czego 2/3 w trzech prowincjach: Inner Mongolia (Mongolia Wewnętrzna), Shanxi i Shaanxi.

Wydobycie w Chinach charakteryzuje się bardzo dużym rozproszeniem. Od ponad 20 lat trwa proces koncentracji wydobywania – w ramach restrukturyzacji przemysłu węglowego zamknięto kilkadziesiąt tysięcy małych nieefektywnych kopalń, często pracujących bez wymaganych licencji, koncesji i pozwoleń.

Węgiel wydobywa się w 27 prowincjach, lecz najbardziej zasobne są prowincje Shanxi i Inner Mongolia, gdzie węgiel zalega w stosunkowo łatwo dostępnych pokładach (Walker 2000, RWE 2007). Praktycznie wszystkie duże kopalnie są państwowe.

Po II wojnie światowej i powstaniu Chińskiej Republiki Ludowej produkcja węgla wynosiła zaledwie 32 mln ton rocznie, by już w 1960 r. osiągnąć poziom 400 mln ton. W 1989 roku wydobycie przekroczyło 1 mld ton, a zaledwie 6 lat później (w 2005 r.) – 2 mld ton. Od końca lat siedemdziesiątych XX w. Chiny są nie tylko największym producentem węgla na świecie, ale także jego największym użytkownikiem. Przez wiele lat Chiny były znaczącym eksporterem węgla, natomiast od 2009 roku stały się jego importerem netto. Rozwój produkcji i importu węgla kamiennego w Chinach (w podziale na węgiel energetyczny i koksowy) przedstawiają rysunki 2.2 i 2.3. Liczby wyrażają sumaryczną produkcję węgla kamiennego; w procentach podano udział węgla energetycznego w produkcji ogółem.

W chińskim przemyśle węglowym funkcjonują zarówno duże i mniejsze państwowe kopalnie, jak i dziesiątki tysięcy małych kopalń, należących do lokalnych władz miejskich i wiejskich. W ramach trwającego wciąż procesu restrukturyzacji górnictwa węglowego w 2011 r. utworzono 5 gigantycznych państwowych przedsiębiorstw – każde o zdolności produkcyjnej powyżej 100 mln ton rocznie.



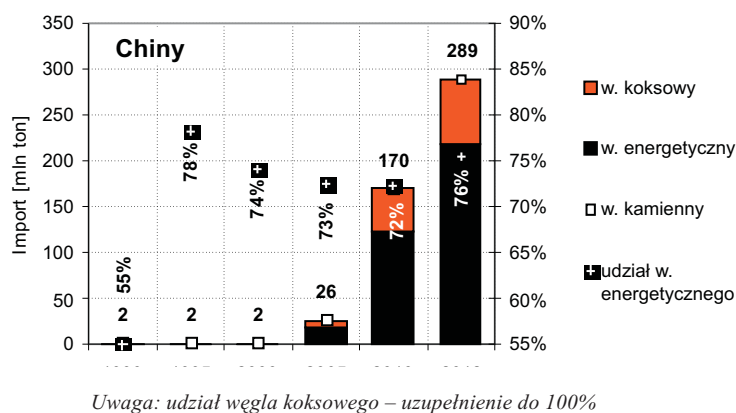
Uwaga: udział węgla koksowego – uzupełnienie do 100%

Rys. 2.2. Rozwój produkcji węgla kamiennego w Chinach w latach 1990–2012
Źródło: opracowanie własne na podstawie (Coal Information 2010, 2013)

Fig. 2.2. Development of hard coal production in China in the years 1990–2012

W 2010 r. z największych spółek pochodziło sumarycznie około 50% produkcji krajowej, dalsze 15% dostarczyły kopalnie będące pod zarządem poszczególnych prowincji, a 35% pochodziło z tzw. „małych kopalń”. W 2012 roku proporcje jeszcze bardziej przesunęły się w stronę wielkich producentów, a poszczególne udziały wynosiły odpowiednio: 57%, 14% i 29% (VDKI 2013).

Największą spółką węglową jest China Shenhua Group – z produkcją 225 mln ton w 2010 r. Jej spółka-córka, China Shenhua Energy, prowadzi wydobycie nie tylko w kraju, lecz planuje również uruchomić wkrótce (do 2015 r.) produkcję ze swych zagranicznych projektów: w Australii (w stanie NSW – Nowa Południowa Walia) – około 10 mln ton/rok i kolejne 10 mln ton w Rosji (Czukotka). Dalsze plany to uzyskanie dostępu do złóż w Mongolii i Afryce.



Rys. 2.3. Rozwój importu węgla kamiennego do Chin w latach 1990–2012
 Źródło: opracowanie własne na podstawie (IEA – Coal Information 2010, 2013)

Fig. 2.3. Development of hard coal imports to China in the years 1990–2012

Przyjęty w 2011 roku rządowy XII Plan 5-letni przewiduje osiągnięcie produkcji krajowej na poziomie 3,9 mld ton węgla rocznie i powiększenie zdolności produkcyjnych do 4,1 mld ton do roku 2015. W ramach prowadzonej dalszej konsolidacji planuje się zmniejszenie liczby podmiotów węglowych do 4 tysięcy – poprzez fuzje i przejęcia. Docelowo powinno powstać 10 dużych i 10 średnich spółek węglowych, które będą dostarczać ponad 60% całkowitej produkcji krajowej. Oprócz poprawy efektywności, bezpieczeństwa pracy i ochrony środowiska, celem konsolidacji jest również przyciągnięcie większych inwestycji w nowe technologie węglowe.

Odmienne niż w przeszłości, Chiny stają się coraz bardziej otwarte dla zagranicznych inwestycji. Głównym partnerem dla zagranicznych inwestorów w sektorze węglowym jest China National Coal Import and Export Corporation. Władze oczekują przede wszystkim zaangażowania inwestorów zagranicznych w takie zagadnienia, jak upłynnianie i zgazowanie węgla, czy pozyskiwanie metanu ze złóż (CBM – *Coal Bed Methane*). Chiński rząd aktywnie wspiera rozwój wielkoprzemysłowych instalacji upłynniania węgla CTL (*coal-to-liquids*). Pierwsza taka instalacja, zlokalizowana w Autonomicznym Regionie Mongolii Wewnętrznej, została uruchomiona w 2009 r. przez spółkę należącą do Grupy Shenhua. Początkowa zdolność produkcyjna wynosi około 24 000 baryłek na dobę (bbl/d) oleju napędowego, a docelowo ma osiągnąć 240 000 bbl/d (w 2015 roku).

2.3. Zagadnienia transportu węgla

Chiny mają rozbudowaną sieć linii kolejowych, wykorzystywanych w transporcie węgla. Ponieważ produkcja węgla skupiona jest w centralnej i północnej części kraju, a główne regiony uprzemysłowione, będące największymi odbiorcami węgla, znajdują się na wscho-

dzie Chin, ponad 60% chińskiej produkcji węgla przewożona jest koleją na odległości rzędu 550 km (IEA – Coal Medium 2011).

Najważniejszą linią kolejową jest Daqin, o długości 653 km. Łączy ona miasto Datong w głównej węglowej prowincji Shanxi z największym portem morskim Qinhuangdao w prowincji Hebei (nazwa linii – Daqin – pochodzi od pierwszych liter stacji początkowej i końcowej). Linię tę zbudowano na przełomie lat osiemdziesiątych i dziewięćdziesiątych XX wieku. Projektowa zdolność przewozowa – 100 mln ton węgla rocznie – została osiągnięta na początku nowego stulecia, a po przeprowadzonych rozbudowach obecnie wynosi 400 mln ton/rok. Pod względem wielkości przewozów węgla jest to największa linia kolejowa na świecie. Pociągi kursujące na tej linii mogą przewozić nawet po 20 tys. ton węgla.

Pekin z portem Qinhuangdao łączy linia Jingjin o długości prawie 300 km. Do najdłuższych węglowych linii kolejowych należą (m.in.): Jitong o długości 945 km, przebiegająca przez rozległą prowincję Inner Mongolia oraz Shenhuang – o długości 860 km, łącząca zagłębie Shaanxi z portem Huanghua (również w prowincji Hebei) (Daiwa 2012; Jianjun Tu 2011).

Port Qinhuangdao, położony w Zatoce Bohai, około 300 km od Pekinu, jest największym i najważniejszym węzłem handlu węglem w Chinach – także dla rynku krajowego. Ze względu bowiem na infrastrukturę transportową węgiel kierowany na rynek krajowy jest również dostarczany do tego portu i stamtąd transportowany do ważniejszych centrów zużycia, zlokalizowanych wzdłuż wybrzeża (zazwyczaj niedużymi statkami). Zdolności przeładunkowe dla węgla w ważniejszych portach morskich w Chinach przedstawia tabela 2.1 (VDKI 2005). Chociaż Chiny posiadają wiele portów o dużej zdolności przeładunkowej, to wciąż wiele z nich nie jest przystosowanych do obsługi dużych jednostek. Sześć

Tabela 2.1

Zdolności przeładunkowe węgla w chińskich portach morskich [mln ton] (stan 2005 r.)

Table 2.1

Loading capacity of coal in Chinese seaports [Mt] (as of 2005)

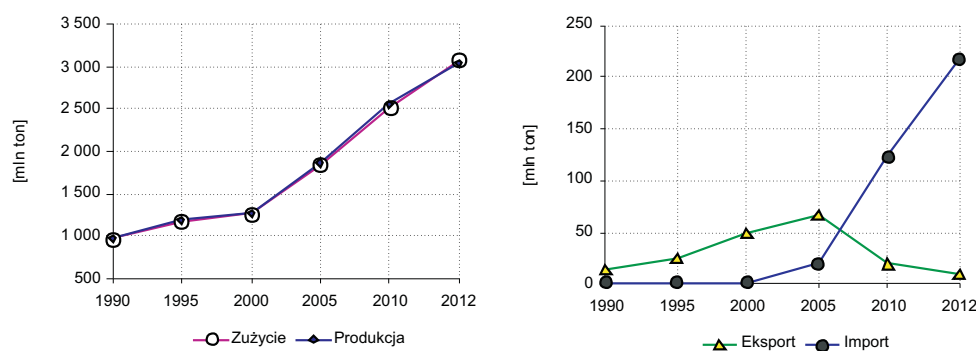
Port	mln ton
Qinhuangdao	145
Tianjin (Xingang)	69
Qingdao (Tsingtao)	8
Rizhao (Shijuso)	20
Lianyungang	12
Huanghua	67
pozostałe	50
Ogółem	371

Źródło: VDKI (2005)

głównych terminali węglowych może rocznie przeładować nawet ponad 370 mln ton węgla, jednak tylko Qinguangdao i Rizhao mogą przyjmować duże statki typu capesize.

2.4. Węgiel kamienny energetyczny

Produkcja węgla energetycznego w Chinach nieprzerwanie rośnie od 1985 roku – od tego czasu ponad trzykrotnie. Szczególnie dynamiczny wzrost rozpoczął się po 2000 roku, a w 2012 produkcja przekroczyła 3 mld ton. Podobnie szybko rosło zużycie węgla, co obrazuje rysunek 2.4.



Rys. 2.4. Rozwój produkcji i zużycia (a) oraz eksportu i importu (b) węgla energetycznego w Chinach w latach 1990–2012

Źródło: opracowanie własne na podstawie (IEA – Coal Information 2010, 2013)

Fig. 2.4. Development of production (a) and consumption, and exports and imports (b) of steam coal in China in the years 1990–2012

Węgiel stanowi około 70% zużycia energii pierwotnej. Ponad połowa węgla w Chinach jest używana do produkcji energii elektrycznej i ciepła, dlatego zużycie węgla zazwyczaj podąża w ślad za zapotrzebowaniem na energię elektryczną i wzrostem produkcji przemysłowej. Chiny coraz bardziej się urbanizują, a rozwój przemysłowy potrzebuje coraz więcej energii elektrycznej. Współczynnik urbanizacji (obrazujący odsetek ludności miejskiej) wzrósł z 19,4% w 1980 r. do 46,6% w 2010, a do 2015 prawdopodobnie przekroczy 50%.

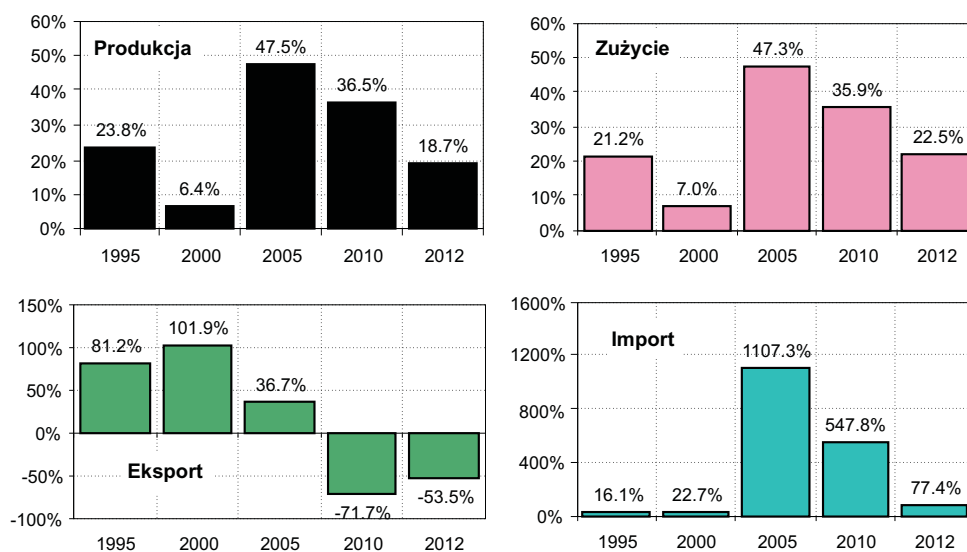
Pomiędzy rokiem 2005 a 2012 produkcja węgla energetycznego w Chinach zwiększyła się o 62% i rosła średniorocznie o 7%. Zużycie natomiast rosło bardziej: wzrost w tym okresie wyniósł 66,5% (w średnim tempie 7,6% na rok). Udział Chin w produkcji światowej wynosi już ponad 50%, a w zużyciu przekracza 53%.

Jeszcze w 2001 roku Chiny były drugim na świecie (po Australii) eksporterem węgla energetycznego. Po roku 2005 eksport zaczął bardzo wyraźnie spadać, a wzrastał import tego surowca. Wynika to zarówno z dużych potrzeb energetycznych kraju, jak i z wielkiego

terytorium oraz związanego z tym niedostatku wewnętrznej infrastruktury transportowej. Choć teoretycznie potrzeby krajowe mogłyby być zaspokojone rodzimą produkcją (z kopalń w zachodniej części kraju), to dla wielu chińskich elektrowni zlokalizowanych w pobliżu wybrzeża często węgiel z importu jest tańszy od węgla z kopalń położonych w głębi kraju.

Chiny są importerem netto węgla energetycznego od 2009 roku. Co więcej – od 2011 roku stały się największym jego importerem na świecie, wyprzedzając wieloletniego lidera, Japonię. Import do Chin rósł w ostatnich kilku latach w bardzo szybkim tempie: od 19 mln ton w 2005 roku do około 218 mln ton w 2012 r., czyli ponad 11-krotnie (średnioroczny wzrost wyniósł więc ponad 40%). Eksport w tym czasie zmniejszył się z 66,4 do niecałych 9 mln ton. Spadek eksportu pomiędzy rokiem 2005 i 2012 wyniósł blisko 87% (czyli zmniejszał się średnio o 25% rocznie).

Dynamikę zmian produkcji, zużycia, eksportu i importu przedstawia rysunek 2.5. Zmiany obliczono dla takich interwałów czasowych, jak pokazane na rysunku 2.4, tzn. dla roku 1995 rokiem odniesienia był 1990, a dla 2012 – rok 2010. Wybrane dane liczbowe zestawiono w tabeli 2.2 – na podstawie informacji IEA, pochodzących z roczników statystycznych Coal Information (obecnie dane IEA dla Chin, w przypadku węgla do celów energetycznych, zawierają także węgiel brunatny).



Rys. 2.5. Dynamika zmian produkcji i zużycia oraz eksportu i importu węgla energetycznego w Chinach w latach 1990–2012

Źródło: opracowanie własne na podstawie (IEA – Coal Information 2010, 2013)

Fig. 2.5. Dynamics of production and consumption, and exports and imports of steam coal in China in the years 1990–2012

Tabela 2.2

Chiny – produkcja, zużycie, eksport i import węgla energetycznego w latach 2005–2012

Table 2.2

China – production, consumption, export and import of steam coal in the years 2005–2012

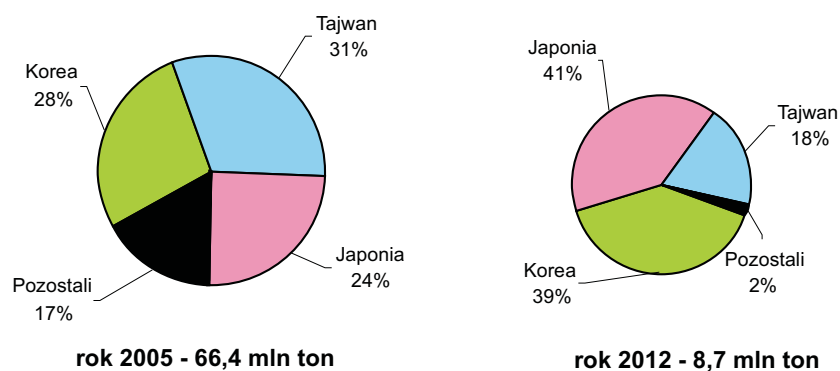
Wyszczególnienie	Jedn.	2005	2010	2012
Produkcja*	mln ton	1 874,5	2 559,5	3 038,6
udział w produkcji światowej	%	43,0	48,1	51,1
Zużycie*	mln ton	1 854,1	2 520,1	3 086,5
udział w zużyciu światowym	%	42,3	48,3	53,1
Eksport	mln ton	66,4	18,8	8,7
udział eksportu w produkcji krajowej	%	3,5	0,7	0,3
udział w eksporcie światowym	%	12,0	2,4	0,9
Import	mln ton	19,0	122,9	218,1
udział importu w zużyciu krajowym	%	1,0	4,9	7,1
udział w imporcie światowym	%	3,1	15,4	22,1

* Dane zawierają węgiel brunatny.

Źródło: opracowanie własne na podstawie (IEA – Coal Information 2010, 2013)

Udział Chin w światowym handlu węglem energetycznym

Obecnie udział Chin w światowym eksporcie energetycznego zmniejszył się poniżej 1%, gdy jeszcze w 2005 roku wynosił około 12% (por. tab. 2.1). Rysunek 2.6 przedstawia głównych odbiorców chińskiego węgla w latach 2005 i 2012.



Rys. 2.6. Główni odbiorcy chińskiego węgla energetycznego w eksporcie w latach 2005 i 2012

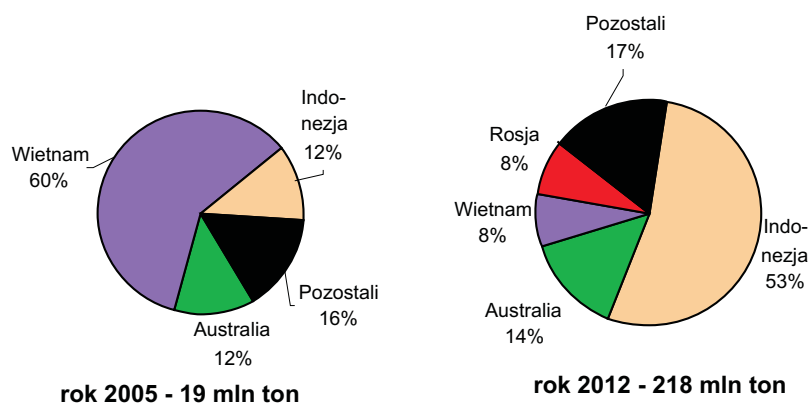
Źródło: opracowanie własne na podstawie (IEA – Coal Information 2008, 2013)

Fig. 2.6. Main recipients of Chinese steam coal exports in 2005 and 2012

Ekspert węgla z Chin kierowany jest przede wszystkim do odbiorców w regionie. Nawet w czasach, gdy Chiny były znaczącym eksporterem węgla energetycznego w skali globalnej, na bardziej oddalone rynki (np. do Europy) trafiały znikome ilości węgla z tego kraju.

Jakość chińskiego węgla w eksporcie nie odbiega od standardów rynków międzynarodowych: wartość opałowa kształtuje się na poziomie 25–26 MJ/kg, zawartość popiołu 7–13%, natomiast zawartość siarki jest dość niska 0,3–0,9% (VDKI 2013).

Import węgla energetycznego do Chin stanowi już ponad 22% światowego handlu węglem. W 2005 roku głównym dostawcą węgla na rynek chiński był Wietnam (ok. 11,5 mln ton). Australia i Indonezja dostarczały po około 2,2–2,3 mln ton. Wśród pozostałych dostawców znaczniejsze ilości (rzędu 800 tys. ton) pochodziły z Rosji (rys. 2.7). W następnych latach na czołowe miejsce wysunęła się Indonezja, która dzięki niezwykle dynamicznemu rozwojowi produkcji i eksportu stała się największym światowym eksporterem węgla. Dostawy z Australii w 2012 roku przekroczyły 30 mln ton, a z Rosji i Wietnamu wyniosły po około 17 mln ton. Spośród pozostałych dostawców należy wymienić Republikę Południowej Afryki (RPA) z eksportem do Chin rzędu 13 mln ton.



Rys. 2.7. Główni dostawcy węgla energetycznego do Chin w latach 2005 i 2012
Źródło: opracowanie własne na podstawie (IEA – Coal Information 2010, 2013)

Fig. 2.7. Major suppliers of steam coal to China in 2005 and 2012

Ceny węgla energetycznego

W czasach, gdy Chiny były znaczącym eksporterem węgla energetycznego, istotnym wskaźnikiem, a także pewnym punktem odniesienia dla cen węgla chińskiego w eksporcie, były ceny eksportowego węgla australijskiego. Ceny te – określane na bazie FOB (*free-on-board*) w porcie Newcastle – odnoszą się do węgla o jakości standardowej w handlu międzynarodowym: wartości opałowej rzędu 25 MJ/kg i zawartości siarki nie wyższej niż 1%. Ceny te wyrażane są w dolarach amerykańskich na tonę węgla o podanej jakości.

W ostatnich 2–3 latach, gdy Chiny stały się bardzo znaczącym (a w 2012 roku – największym w świecie) importerem węgla energetycznego, w handlu międzynarodowym

zaczęto określać indeksy dedykowane cenom węgla dla rynku chińskiego. Pokazane na rysunku 2.8 ceny FOB Qinhuangdao (w opisie: FOB Qin. eksp.) odpowiadają cenom *spot* węgla w eksporcie z Chin. Do 2009 roku ceny te podlegały niemal identycznej zmienności jak ceny FOB węgla eksportowanego z Australii, a w następnych latach kształtowały się na poziomie wyższym o kilkanaście, a nawet dwadzieścia kilka USD/tonę.

Jak wspomniano wcześniej, ze względu na infrastrukturę transportową węgiel kierowany na rynek krajowy jest również dostarczany do tego portu i stamtąd transportowany do ważniejszych centrów zużycia, zlokalizowanych wzdłuż wybrzeża. Dlatego cenę wskaźnikową dla rynku krajowego (China domestic) również określa się w tym porcie. Cena ta odnosi się do węgla o nieco niższej kaloryczności – 5500 kcal/kg (23 MJ/kg), która jest zdecydowanie bardziej adekwatnym wzorcem jakościowym dla rynku chińskiego. Taki węgiel do Chin dostarcza np. Australia, stąd w handlu międzynarodowym w 2012 roku pojawił się kolejny wskaźnik cenowy dla węgla australijskiego, określane na bazie FOB Newcastle dla węgla 5500 kcal/kg.

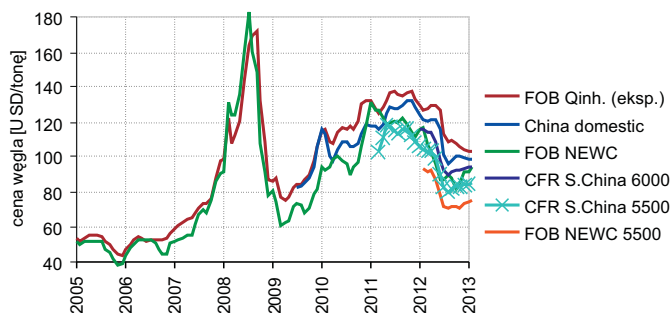
Ze względu na rosnące znaczenie rynku chińskiego dla wielu eksporterów węgla energetycznego, w handlu międzynarodowym dużego znaczenia nabrały indeksy określające poziom cen węgla w imporcie do Chin. Indeksy te określane są na bazie CFR (Cost&Freight) w portach w południowych Chinach (South China) – dla dwóch kaloryczności węgla: 6000 i 5500 kcal/kg. Oba indeksy funkcjonują na rynku od 2011 roku, stanowiąc punkt odniesienia dla wszystkich potencjalnych eksporterów węgla do Chin.

W Chinach zarówno ceny energii elektrycznej, jak i ceny węgla dla energetyki do końca 2012 roku były regulowane przez państwo. Elektrownie miały zapewnione dostawy węgla po bardzo preferencyjnych cenach, w ilościach pokrywających przynajmniej połowę zapotrzebowania. Miało to zapewnić produkcję odpowiednio taniej energii. Przy rosnących cenach węgla i ustalonej urzędowo niskiej cenie energii elektrycznej, elektrownie węglowe przestawały być rentowne.

W 2012 r. ceny węgla w kontraktach terminowych w Chinach ustalono na około 570–600 juanów za tonę (co odpowiadało ok. 91–96 USD/tonę). Wprowadzono ponadto tzw. „tymczasowe” ograniczenie dla ceny *spot* węgla 5500 kcal/kg, która nie mogła przekroczyć 800 juanów, co – w zależności od kursu CNY/USD – przekładało się na ceny 125–128 USD/tonę (wszystkie te wartości odnoszą się do cen w porcie Qinhuangdao).

W 2012 roku nastąpił wyraźny spadek cen węgla – zarówno na rynkach międzynarodowych, jak i na krajowym rynku w Chinach. Ceny z 2012 roku są wykorzystywane – przez producentów węgla i elektrownie – jako tzw. *benchmark* w kontraktach na 2013 rok. Prawdopodobną górną granicą jest cena 635 juanów (czyli ok. 100 USD/tonę).

Oczekuje się, że krajowi producenci nadal będą stosować preferencyjne ceny dla elektrowni (w celu „podtrzymania relacji”). Z czasem jednak wolumen węgla w kontraktach *spot* będzie się zwiększał – kosztem kontraktów terminowych, lecz te zmiany będą przebiegać będą w bardzo umiarkowanym tempie. Podobnie ceny – również będą stopniowo rosły, jednakże nie będą to zmiany skokowe.



Rys. 2.8. Ceny węgla energetycznego na rynku chińskim na tle indeksu spot FOB Newcastle w latach 2005–2012

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

Fig. 2.8. Steam coal prices in the Chinese market against spot FOB Newcastle index in the years 2005–2012

2.5. Węgiel koksowy

Zasoby węgla koksowego w Chinach stanowią około $\frac{1}{4}$ wszystkich zasobów węgla w tym kraju i w około 55% zlokalizowane są w prowincji Shanxi.

Największe wydobycie węgla koksowego ma miejsce w centralnej i wschodniej części kraju w prowincjach Shanxi (ok. 25% wydobywania), Hebei (6,3%), Shandong (7,9%), Henan (11,2%) i Anhui (7,7%). Wydobycie ma również miejsce w półn.-wsch. prowincji Heilongjiang oraz na południu kraju (Sichuan, Guizhou i Yunnan).

Chiny są największym światowym producentem i użytkownikiem węgla koksowego, a od 2009 roku dołączyły do grupy największych importerów tego surowca. Dynamiczny rozwój produkcji stali w Chinach, które odpowiadają za prawie 50% światowej produkcji, generuje wzrost zapotrzebowania na surowce hutnicze w tym koks i węgiel koksowy. Udział stali wytwarzanej w procesie wielkopiecowym w ogólnej produkcji stali surowej w Chinach wynosi prawie 90% (przy średniej światowej ok. 70%). Zestawienie poniżej pokazuje dynamikę wzrostu produkcji stali i surówki żelaza w Chinach na tle świata w latach 2000–2012 (dane www.worldsteel.org).

	Produkcja stali surowej [mln ton]		Dynamika [%]	Produkcja surówki żelaza [mln ton]		Dynamika [%]
	2000	2012		2000	2012	
Świat	848,9	1542,0	181,6	576,2	1112,4	193,0
Chiny	128,5	716,5	557,6	131,0	657,9	502,2
Udział Chin [%]	15,1	46,5		22,7	59,1	

Od 2000 roku produkcja węgla koksowego w Chinach wzrosła 4-krotnie (w średniorocznym tempie 12,6%), natomiast zużycie prawie 5-krotnie (14% rocznie). W efekcie

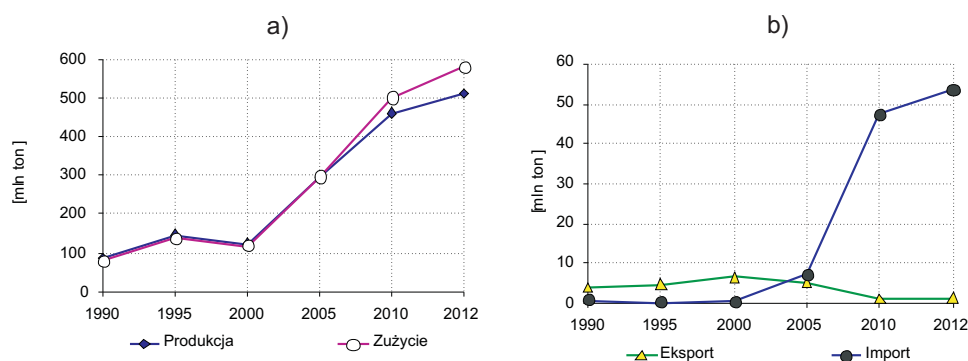
udział Chin w światowej produkcji węgla koksowego wzrósł z 26% w roku 2000 do 67% w roku 2012, natomiast udział konsumpcji z 25 do 78%.

Duże zapotrzebowanie na węgiel ze strony przemysłu koksowniczego, w połączeniu z kłopotami podażowymi chińskiego górnictwa oraz wysokimi cenami krajowego węgla, skłonił producentów koks do zakupów węgla na rynku międzynarodowym.

W roku 2009 Chiny stały się głównym światowym importerem węgla koksowego (głównie typu *hard*), co pozwoliło producentom z Australii, Kanady i Rosji utrzymać (w trudnym kryzysowym roku) wysoki eksport, mimo spadku popytu ze strony tradycyjnych odbiorców. Dodatkowym impulsem był fakt, że w tym czasie ceny w transakcjach *spot* na rynku międzynarodowym były znacznie niższe od cen węgla chińskiego. Tak duży import węgla koksowego przez Chiny (wzrost o 27,5 mln ton w porównaniu do roku 2008) przewyższył o około 14 mln ton spadek importu do Japonii.

W okresie tym Chiny restrykcyjnie ograniczyły eksport własnego węgla (z 13 mln ton w roku 2002 do zaledwie 1 mln ton w roku 2012).

Wielkości i dynamikę zmian produkcji, zużycia, eksportu i importu pokazują wykresy na rysunkach 2.9 i 2.10. Zmiany obliczono dla takich interwałów czasowych, jak pokazane na rysunku 2.9, tzn. dla roku 1995 rokiem odniesienia był 1990, a dla 2012 – rok 2010. Wybrane dane liczbowe zestawiono w tabeli 2.3.



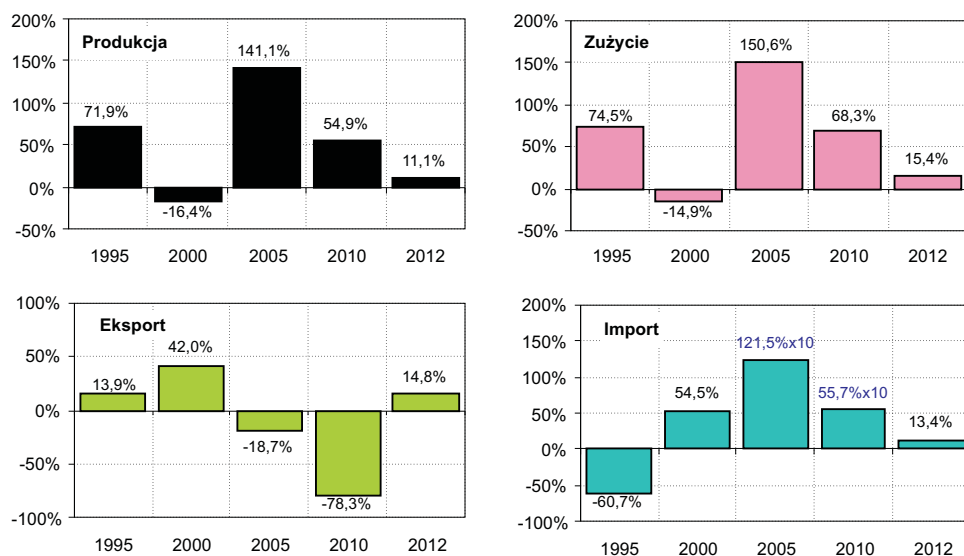
Rys. 2.9. Rozwój produkcji i zużycia (a) oraz eksportu i importu (b) węgla koksowego w Chinach w latach 1990–2012

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych: ICR, IEA – Coal Information (2010, 2013)

Fig. 2.9. Development of production and consumption (a), and exports and imports (b) of coking coal in China in the years 1990–2012

Udział Chin w światowym handlu węglem metalurgicznym

Udział Chin w światowym eksporcie obniżył się z 7% w latach 2001–2002, kiedy wolumen sprzedaży był na poziomie 13 mln ton, do 0,5% ze sprzedażą w wysokości około 1 mln ton. Głównych odbiorców chińskiego węgla koksowego i ich udział w eksporcie w latach 2005 i 2012 pokazuje diagram na rysunku 2.11. Eksport kierowany był wyłącznie na rynek azjatycki, głównie do Japonii i Korei Płd.



Rys. 2.10. Dynamika zmian produkcji i zużycia oraz eksportu i importu węgla koksowego w Chinach w latach 1990–2012

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych: ICR, IEA – Coal Information (2010, 2013)

Fig. 2.10. Dynamics of production and consumption, and exports and imports of coking coal in China in the years 1990–2012

Tabela 2.3

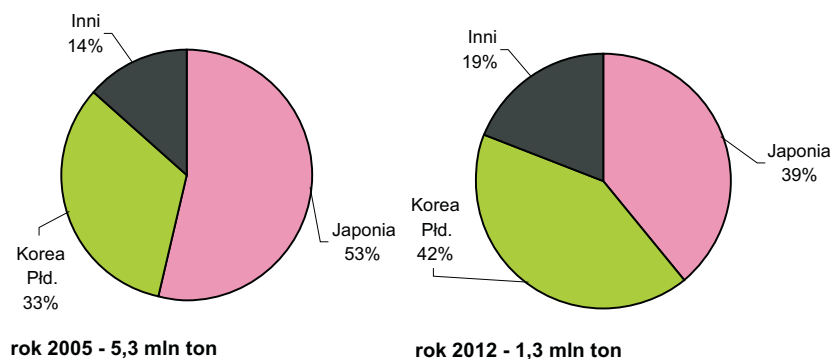
Chiny – produkcja, zużycie, eksport i import węgla koksowego w latach 2005–2012

Table 2.3

China – production, consumption, export and import of coking coal in the years 2005–2012

Wyszczególnienie	Jedn.	2005	2010	2012
Produkcja	mln ton	296,6	459,5	510,4
udział w produkcji światowej	%	44,9	50,4	51,9
Zużycie	mln ton	298,4	502,0	579,4
udział w zużyciu światowym	%	46,3	57,0	59,3
Ekspert	mln ton	5,3	1,1	1,3
udział eksportu w produkcji krajowej	%	1,8	0,2	0,3%
udział w eksporcie światowym	%	2,5	0,4	0,5%
Import	mln ton	7,2	47,3	53,6
udział importu w zużyciu krajowym	%	2,4	9,4	9,3
udział w imporcie światowym	%	3,7	18,3	18,9

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych: ICR, IEA – Coal Information 2013



Rys. 2.11. Główni odbiorcy chińskiego węgla koksowego w eksporcie w latach 2005 i 2012
Źródło: opracowanie własne na podstawie (ICR)

Fig. 2.11. Main recipients of Chinese coking coal exports in 2005 and 2012

Obecnie Chiny są (obok Japonii) największym importerem węgla koksowego, a ich udział w światowym handlu wzrósł z około 4% w roku 2005 do prawie 19% w roku 2012. Od 2005 roku import węgla na rynek chiński zwiększył się prawie 7,5-krotnie.

Od 2010 r. dużym dostawcą na rynek chiński, obok tradycyjnych dostawców jak Australia czy Kanada, została Mongolia, zwiększając sprzedaż z 4 mln w roku 2009 do 19–20 mln ton w latach 2011–2012. W tym czasie Mongolia wyprzedziła Australię i stała się głównym dostawcą węgla na rynek chiński ze względu na konkurencyjne koszty w porównaniu z importem morską, jak i niższe ceny w porównaniu z cenami węgla chińskiego odpowiedniej jakości.

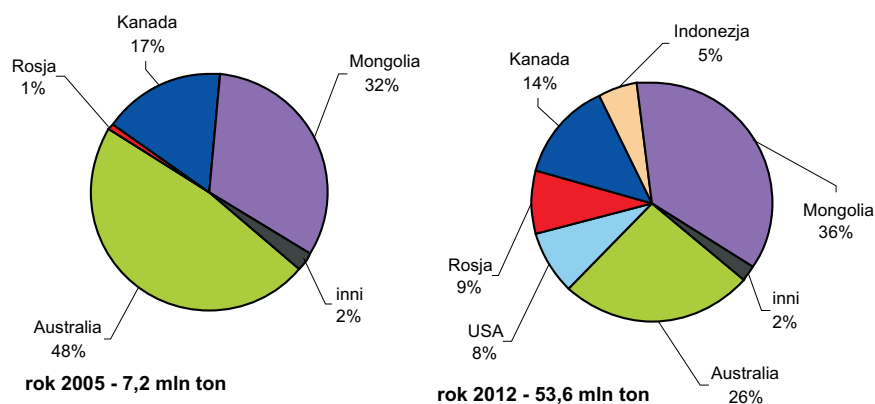
W strukturze jakościowej węgla importowanych do Chin przeważa węgiel koksowy typu *hard*, gdyż krajowa produkcja jedynie w 75% zabezpiecza zapotrzebowanie branży koksowniczej. Budowa dużych, nowoczesnych jednostek wielkopieczowych wymaga stosowania wysokiej jakości koksu, do produkcji którego niezbędny jest węgiel koksowy typu *hard*. Importowi węgla drogą morską sprzyja również lokalizacja przemysłu hutniczego w rejonie wybrzeża.

Wielkość importu i strukturę dostawców do Chin w latach 2005 i 2012 pokazuje diagram na rysunku 2.12.

Udział importowanego węgla w zużyciu krajowym jest poniżej 10%, ale skala chińskiego importu sprawia, że kraj ten odgrywa ważną rolę w kształtowaniu sytuacji w światowym handlu tym surowcem. Ponad 65% węgla typu *hard* na azjatyckim rynku *spot* jest kontraktowane przez odbiorców z Chin. Handlowcy z uwagą obserwują więc dynamikę zmian podaży i popytu na rynku chińskim, bo znajduje to przełożenie na ceny na rynku *spot*, a więc i w kontraktach.

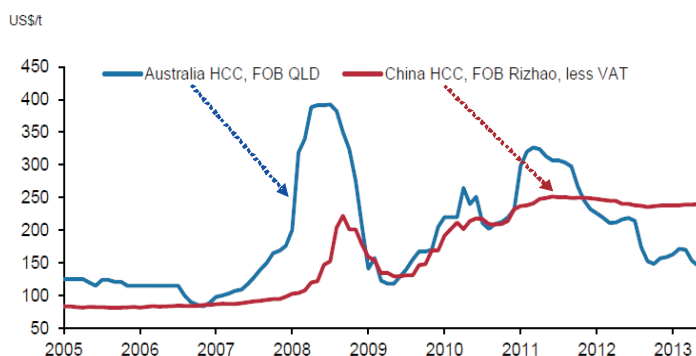
Zmiany cen FOB węgla australijskiego typu *hard* (porty Queensland) i węgla chińskiego (port Rizhao) w latach 2005–2013 pokazuje wykres na rysunku 2.13.

Producenci stali w innych regionach są bardziej uzależnieni od dostaw z importu, a tym samym mają słabszą pozycję w negocjacjach, natomiast importerzy w Chinach mają za-



Rys. 2.12. Główni dostawcy węgla koksowego do Chin w latach 2005 i 2012
Źródło: opracowanie własne na podstawie (ICR)

Fig. 2.12. Major suppliers of coking coal to China in 2005 and 2012



Rys. 2.13. Porównanie cen australijskiego i chińskiego węgla typu *hard* w latach 2005–2013
Źródło: Commodities' Forecast..., Credit Suisse 2013

Fig. 2.13. Price comparison of Australian and Chinese hard coking coal in the years 2005–2013

plecze w postaci węgla krajowego. Gdy ceny węgla chińskiego są konkurencyjne w porównaniu z cenami na rynku międzynarodowym (krajowi producenci oferują dyskonto w zależności od zakupionej ilości) odbiorcy rezygnują z importu na korzyść zakupów węgla na rynku krajowym. Gdy ceny krajowe są wysokie wzrasta import, tak więc poziom cen węgla krajowego w Chinach wpływa na poziom cen w handlu międzynarodowym (Ozga-Błaschke 2013).

Wzrost znaczenia Chin w handlu węglem powoduje, że rynek jest coraz bardziej dwubiegunowy, a ceny na bazie CFR Chiny stają się ważnymi wskaźnikami rynkowymi, choć jeszcze nie usunęły w cień indeksów cenowych węgla australijskiego na bazie FOB (*benchmark prices*).

Australijscy eksporterzy uważają, że za dwa lata wskaźnik CFR Chiny będzie określał ceny światowe, jak od lat ma to miejsce w przypadku handlu rudą żelaza.

2.6. Rola węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej w Chinach

W 2011 r. łączna moc zainstalowana w chińskiej energetyce wynosiła około 1073 gigawatów (GW), co daje Chinom pierwsze miejsce na świecie. W porównaniu z rokiem 2005 (około 519 GW) nastąpił więc ponad dwukrotny wzrost zdolności wytwórczych energii elektrycznej. Podstawowe informacje o pozycji węgla w chińskiej energetyce zamieszczono w tabeli 2.4.

Ze względu na duże zasoby krajowe, węgiel pozostanie dominującym paliwem w chińskiej energetyce, nawet jeśli inne „czystsze” nośniki energii zwiększą swój udział w bilansie. Podobnie jak w przypadku górnictwa węglowego, rząd chiński dąży do utrzymania w systemie jednostek średnich (od 300 do 600 MW) i dużych (1000 MW i więcej), zamierza natomiast zlikwidować wiele małych i nieefektywnych elektrowni, bądź poddać je głębokiej modernizacji. Inwestuje także w dalszy rozwój sieci przesyłowych, umożliwiającą wprowadzanie do systemu nowych zdolności wytwórczych, a także w integrację sieci regionalnych.

Tabela 2.4

Pozycja węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej w Chinach

Table 2.4

Position of coal in electricity generation in China

Wyszczególnienie	Jedn.	Rok		Zmiana 2005–2011		Udział w świecie w 2011 r. [%]
		2005	2011	w jedn. nat.	%	
Ludność	mln	1 305	1 344	39	3	6
Produkcja energii elektrycznej	TWh	2 497	4 716	2 219	89	11
w tym z węgla	TWh	1 972	3 723	1 751	89	22
udział en.el. z węgla	%	79%	79%			
Zużycie energii elektrycznej	TWh	2 323	4 433	2 110	91	79
na mieszkańca	kWh/capita	1 781	3 298	1 517	85	26

Uwaga: węgiel – łącznie: w. kamienny i w. brunatny

Źródło: opracowanie własne na podst. IEA – KWES (2007, 2013)

Aby sprostać rosnącemu zapotrzebowaniu na energię, szczególnie głównych miast na wschodzie i południu kraju, do roku 2030 planowane jest ponowne podwojenie mocy zainstalowanej (do 2390 GW), przede wszystkim w efekcie wzrostu mocy w elektrowniach gazowych, ale także w hydroenergetyce oraz innych odnawialnych źródłach.

Gaz ziemny obecnie odgrywa bardzo małą rolę w miksie energetycznym (tylko z 33 GW zainstalowanej mocy). Część nowych elektrowni gazowych będzie bazować na gazie im-

portowanym w postaci skroplonej, a obiekty te będą lokalizowane w obszarach przybrzeżnych w pobliżu terminali regazyfikacji LNG (np. w Guangdong i Szanghaju).

Celem Chin jest osiągnięcie co najmniej 15% udziału OZE w całkowitej produkcji energii do roku 2020. Chiny są największym na świecie producentem energii wodnej (ponad 720 TWh w 2010 r., KWES 2013). Zainstalowana moc wytwórcza w hydroenergetyce wynosiła 231 GW w 2011 r., stanowiąc ponad jedną piątą krajowej mocy zainstalowanej. Największy na świecie projekt energetyki wodnej, Tama Trzech Przełomów na rzece Jangcy, został ukończony w lipcu 2012 roku; posiada 32 generatory o łącznej mocy 22,7 GW, a średnia roczna produkcja energii powinna wynosić około 85 TWh. Drugim istotnym odnawialnym źródłem energii jest wiatr, a Chiny są drugim na świecie największym producentem energii z wiatru, generując w ten sposób 48 TWh w 2010 r. Moc zainstalowana w tych elektrowniach w 2011 wynosiła 63 GW i każdego roku – od 2005 – ulegała mniej więcej podwojeniu. Znaczna część tej mocy pozostaje jednak niewykorzystana, gdyż brak jest infrastruktury przesyłowej (stopień wykorzystania wynosi tylko 22%).

Chiny mają obecnie 15 czynnych reaktorów w istniejących elektrowniach jądrowych (o mocy ok. 12,5 GW) oraz 30 reaktorów (ponad 33 GW) w budowie. Do roku 2020 potencjał ten ma się zwiększyć do 70 GW.

3. Stany Zjednoczone (USA)

3.1. Informacje ogólne

Stany Zjednoczone to nie tylko największa na świecie gospodarka, ale też potentat w dziedzinie produkcji i zużycia surowców energetycznych oraz energii finalnej.

Stany Zjednoczone posiadają największe na świecie udokumentowane zasoby węgla kamiennego i są jego eksporterem netto. W rankingu największych producentów i użytkowników węgla zajmują drugie miejsce na świecie (aczkolwiek i produkcja, i zużycie jest tam 3–4-krotnie mniejsze niż w Chinach).

W USA od ponad pięciu lat dynamicznie rozwija się produkcja gazu (a także ropy) ze złóż niekonwencjonalnych (z formacji łupkowych lub tzw. gazu zamkniętego w innych formacjach skalnych). Dzięki temu w 2012 roku Stany Zjednoczone stały się największym na świecie producentem gazu ziemnego. Pozostają też od lat największym konsumentem tego surowca w skali globalnej.

Pozyskiwanie dodatkowych ilości gazu ze źródeł krajowych w USA już pozwoliło znacząco zmniejszyć uzależnienie od importu. Jeszcze kilka lat temu Stany Zjednoczone były największym światowym importerem gazu ziemnego, a obecnie plasują się na szóstym miejscu. Wzrosło też zużycie gazu w amerykańskiej energetyce, lecz skutkiem tego spadło tam zapotrzebowanie na węgiel. Te nadmiarowe ilości węgla trafiły na eksport, przyczyniając się do powiększenia nadpodaży na rynkach międzynarodowych (BP 2013; IEA – KWES 2013; Lorenz 2013).

Zużycie gazu ziemnego w Stanach Zjednoczonych odpowiada około 21–22% światowej konsumpcji tego surowca, a ilościowo jest porównywalne z łączną wielkością eksportu gazu (w postaci skroplonej, LNG) z regionu Bliskiego Wschodu oraz Azji i Oceanii. Zużycie węgla natomiast stanowi około 12–13% światowego zużycia i jest porównywalne do wielkości handlu międzynarodowego, realizowanego transportem morskim. Ze względu na tę skalę wszelkie zmiany w zużyciu tych surowców w USA oddziałują na światowe rynki (Macmillan i in. 2013).

Wystarczalność amerykańskich zasobów węgla – przy obecnych poziomach wydobywania – wynosi ponad 250 lat (BP 2013). Węgiel produkowany jest w 25 stanach, w trzech głównych regionach wydobywania. Około 70% produkcji pochodzi z pięciu stanów: Wyoming, West Virginia, Kentucky, Pensylwania i Illinois.

Oprócz istotnej roli w produkcji energii elektrycznej, węgiel ma również zastosowanie w przemyśle cementowym oraz w produkcji koksu do wytopu rudy żelaza w wielkich

piecach stalowniczych. Niewielkie ilości węgla są wykorzystywane do produkcji ciepła do ogrzewania obiektów handlowych, wojskowych, a nawet indywidualnych domów.

W latach 2000–2010, średnio około 5% węgla produkowanego w Stanach Zjednoczonych było eksportowane do innych krajów. W 2011 roku udział eksportu węgla kamiennego z USA wzrósł do 10% (częściowo jako uzupełnienie braków na rynkach międzynarodowych spowodowanych powodziami w Australii, wskutek których zmniejszył się eksport z tego kraju), a w 2012 r. udział eksportu w produkcji zwiększył się do 12%, a eksport węgla kamiennego ogółem wzrósł do rekordowego poziomu około 114 mln ton (IEA – Coal Information 2013).

W eksporcie węgla z USA przeważa węgiel metalurgiczny, a Europa jest największym importerem tego węgla (następny rynek to kraje azjatyckie). Stany Zjednoczone również importują niewielkie ilości – głównie ze względów logistycznych (odległości transportowe) – węgla koksowego z Kanady i energetycznego do elektrowni zlokalizowanych w regionie Zatoki Meksykańskiej i na południowym wschodzie.

Trzy główne paliwa kopalne: ropa naftowa, gaz ziemny i węgiel – które w ostatniej dekadzie łącznie dostarczały średnio około 87% całkowitej energii pierwotnej w USA – dominują w amerykańskim miksie paliwowym od ponad 100 lat. Ostatnie wzrosty w krajowej produkcji ropy naftowej i gazu ziemnego spowodowały pewne przesunięcia w wykorzystaniu paliw kopalnych (głównie z węgla na gaz w wytwarzaniu energii elektrycznej), ale przewaga tych trzech źródeł energii utrzyma się prawdopodobnie także w przyszłości. W corocznej amerykańskiej prognozie Annual Energy Outlook 2013 (EIA – AEO 2013) scenariusz referencyjny – która zakłada kontynuację obecnych regulacji prawnych i politycznych – przewiduje utrzymanie zależności od trzech głównych paliw kopalnych co najmniej do 2040 roku, z udziałem ponad trzy czwarte w krajowym bilansie zużycia energii pierwotnej.

3.2. Zasoby węgla kamiennego

Zasoby udokumentowane węgla kamiennego na koniec 2012 r. szacowane są na około 234–237 mld ton (BP 2013; NMA).

Orientacyjne położenie złóż węgla kamiennego i głównych centrów wydobywczych pokazuje rysunek 3.1, na którym zaznaczono także ważniejsze porty, przez które eksportowany jest węgiel.

Trzy główne obszary produkcji węgla w Stanach Zjednoczonych to: region zachodni (Western, 492 mln ton w 2012 r.), Appalachy (266 mln ton) oraz tzw. Interior (163 mln ton) (NMA).

Większość węgla (około 80%) produkowanego w regionie zachodnim pochodzi z zagłębia Powder River (PRB – *Powder River Basin*), z kopalń w stanach Wyoming i Montana. Węgłe z PRB mają zazwyczaj niską zawartość siarki, ale też niską wartość opałową. Drugie co do wielkości zagłębie w regionie Zachodnim – Uinta (głównie Utah i Kolorado) – produkuje około 40 mln ton węgla rocznie.



Rys. 3.1. Główne zagłębia węgla kamiennego w USA oraz ważniejsze porty
 Źródło: opracowanie własne na podstawie (Walker 2000, RWE 2007, NMA)

Fig. 3.1. Main hard coal production regions in the USA and major coal ports

Region Appalachów w statystykach amerykańskich dzieli się na część północną (NAPP), centralną (CAPP) i południową (SAPP). Z kopalń w CAPP (Wirginia Zachodnia i wschodnie Kentucky) pochodzi około 55% produkcji węgla, produkcja w części północnej (NAPP, głównie Pensylwania, Ohio i Wirginia) stanowi około 38%, a najmniej węgla wydobywa się w części południowej (SAPP, głównie Alabama).

Praktycznie cały węgiel koksowy w USA jest wydobywany w Appalachach, a prawie dwie trzecie produkcji pochodzi z CAPP.

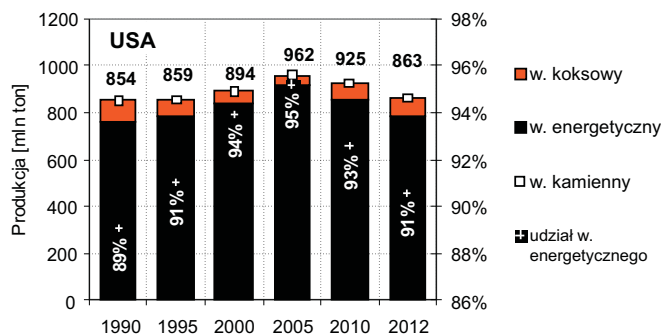
W Interiorze największa produkcja (około 60%) pochodzi z zagłębia Illinois (stany: Illinois, Indiana i zachodnie Kentucky); jest to węgiel energetyczny, najczęściej o wysokiej zawartości siarki (IEA – Coal Medium 2012, NMA). Poniższe zestawienie przedstawia zmiany w strukturze wydobycia w poszczególnych regionach.

	2005	2012	Zmiana
	mln ton		%
Produkcja	1 026	922	-10
	Struktura [%]		
Appalachy	35	29	-26
Interior	13	18	20
Zachód	52	53	-7

Źródło: NMA

Ponadto, bogate zasoby węgla brunatnego znajdują się na południu, w rejonie Zatoki Meksykańskiej (największa produkcja w stanie Teksas) oraz na północy, w pobliżu granicy kanadyjskiej (Dakota Północna) (RWE 2007, EIA – Annual Coal... 2011).

Rozwój produkcji węgla kamiennego w USA w latach 1990–2012 (w podziale na węgiel energetyczny i koksowy) przedstawia rysunek 3.2. Liczby wyrażają sumaryczną produkcję węgla kamiennego; w procentach podano udział węgla energetycznego w produkcji.



Uwaga: udział węgla koksowego – uzupełnienie do 100%

Rys. 3.2. Rozwój produkcji węgla kamiennego w USA w latach 1990–2012
Źródło: opracowanie własne na podstawie (IEA – Coal Information 2010, 2013)

Fig. 3.2. Development of hard coal production in the USA, in the years 1990–2012

Od kilku lat utrzymuje się tendencja zwiększania wydobycia w regionach na zachód od rzeki Mississippi kosztem terenów górniczych położonych na wschodzie. Zmiana ta wynika przede wszystkim z przepisów wprowadzonych w 1995 roku (*Clean Air Act*), która znacząco ograniczyła dopuszczalne emisje dwutlenku siarki z elektrowni węglowych. Aby zminimalizować inwestycje w instalacje odsiarczania spalin, elektrownie zaczęły coraz powszechniej wykorzystywać niskosiarkowe węgle z zagłębia Powder River, pomimo wyższych kosztów transportu. Te węgle wyparły częściowo węgle bardziej zasiarczone – głównie pochodzące z zagłębia Illinois, ale także niektóre węgle z Appalachów.

Wydobycie węgla w USA znajduje się całkowicie w rękach sektora prywatnego. W 2006 roku czynnych było około 1400 kopalń, w tym 800 odkrywkowych i 600 podziemnych; taki stan – z niewielkimi zmianami – utrzymywał się do roku 2008. Wstępne dane za rok 2012 wskazują, że liczba czynnych kopalń podziemnych zmniejszyła się do około 500, a kopalń odkrywkowych pozostała na poziomie około 800 (NMA).

Wydobycie węgla w USA jest wysoce zmechanizowane, a około 68% ma miejsce w kopalniach odkrywkowych (z głębokości około 60 metrów; tę metodę eksploatacji stosuje się generalnie tam, gdzie stosunek nadkładu do węgla N/W przekracza 8 metrów sześciennych na tonę węgla). Metoda odkrywkowa dominuje w zagłębiach na zachodzie kraju, w Appalachach przeważa górnictwo podziemne (63%), a w Interiorze ta metoda eksploatacji stanowi około 47%.

Biorąc pod uwagę wielkość wydobycia oraz liczbę czynnych kopalń można stwierdzić, że przeciętnie w jednej amerykańskiej kopalni produkuje się poniżej 1 mln ton węgla rocznie. Istnieją jednak w tym względzie znaczne różnice regionalne. W 2010 roku średnia

roczna produkcja w kopalni w regionie CAPP wyniosła 0,24 mln ton, 0,35 mln ton w NAPP i 0,36 mln ton w SAPP, aczkolwiek występują tam także duże kopalnie podziemne o produkcji rzędu 1,2–1,4 mln ton rocznie. W zagłębiu Illinois przeciętna kopalnia produkuje 1,3 mln ton/rok, a w PRB – aż 26,6 mln ton. Dla porównania – średnia wielkość produkcji w kopalniach australijskich (w stanie Queensland) w 2010 r. wynosiła około 3,7 mln ton węgla handlowego (IEA – Coal Medium 2012).

W Stanach Zjednoczonych funkcjonuje ponad 500 spółek węglowych, lecz prawie 60% węgla pochodzi od pięciu największych producentów. Są to: Peabody Energy, Arch Coal, Alpha Natural Resources, Cloud Peak Energy i Consol Energy. Dwie największe kopalnie w USA, produkujące około 100 mln ton węgla rocznie każda, to Black Thunder (Arch Coal) i North Antelope Rochelle (Peabody). Obie kopalnie położone są w południowej części PRB (Wyoming) i dostarczają około 20% całkowitej produkcji węgla w Stanach Zjednoczonych.

3.3. Zagadnienia transportu węgla

Amerykańskie górnictwo węglowe dysponuje dobrze rozwiniętą i wydajną infrastrukturą transportową, obejmującą zarówno sieci kolejowe, transport drogowy, jak i żeglugę śródlądową. W relacjach krajowych transport węgla z kopalń do elektrowni i węzłów przemysłowych odbywa się głównie koleją (70% przewozów). Około 15% węgla jest przewożone ciężarówkami, a 10% barkami po śródlądowych drogach wodnych. Pozostała część jest transportowana kolejkami oraz przenośnikami taśmowymi.

Najdłuższe odległości transportowe z kopalń do odbiorców występują w PRB – średnio prawie 2000 kilometrów, a najkrótsze – w północnych i południowych Appalachach (400 km NAPP i 160 km SAPP).

Chociaż transport kolejowy z PRB jest wydajny i taryfy kolejowe są tam niższe niż na przykład w Appalachach, to przy tak dużych odległościach koszt transportu kolejowego z PRB powiększa koszt węgla w dostawie o około 25–30 USD/tonę. Mimo tego jednak – ze względu na niskie koszty produkcji (i niskie ceny) – węgiel z PRB jest tanim paliwem dla amerykańskiej energetyki. Z Centralnych Appalachów transport może kosztować od 5 dolarów (na krótkich trasach) do 30 USD/tonę do użytkowników na wschodnim wybrzeżu. Jednak wysokie koszty producentów w tym regionie powodują, że dla krajowej energetyki ten węgiel jest drogi (IEA – Coal Medium 2012).

W relacjach eksportowych, odległości w transporcie kolejowym dla węgli kierowanych na eksport z Appalachów do portów morskich kształtują się w zakresie od 600 do 1000 km, a w transporcie wodnym śródlądowym do portów Zatoki Meksykańskiej – od 700 do 2500 km (RWE 2007). Z zagłębia Powder River do portów wschodniego wybrzeża odległości w transporcie lądowym mogą sięgać blisko 4 tys. kilometrów – porównywalnie do odległości z rosyjskiego zagłębia Kuzbass do portów eksportowych.

Według (RWE 2007) w USA jest 19 portów węglowych z ponad 20 terminalami o rocznej zdolności przeładunkowej 269 mln ton. Jednak duże porty morskie znajdują się tyl-

ko na wschodnim wybrzeżu (najważniejsze z nich są w Baltimore i Hampton Roads) oraz w Zatoce Meksykańskiej (Nowy Orlean i Mobile). Te ostatnie odgrywają też główną rolę w imporcie morskim węgla energetycznego do Stanów Zjednoczonych. W tabeli 3.1 zestawiono dane o eksporcie węgla amerykańskiego w podziale na porty eksportowe (dane za rok 2011).

Tabela 3.1

USA – eksport węgla w 2011 roku według stanów i portów

Table 3.1

U.S. coal export shipments (2011), by port state

Stan		Główny port	Węgiel energetyczny	Węgiel koksowy	Razem eksport	Udział w eksporcie USA
			mln ton			%
VA	Virginia	Hampton Roads	6,8	30,4	37,2	38
LA	Luizjana	Nowy Orlean	13,6	5,9	19,5	20
MD	Maryland	Baltimore	3,5	14,0	17,5	18
AL	Alabama	Mobile	0,8	8,4	9,3	9
Inne stany			9,4	4,4	13,8	<5
Razem USA			34,2	63,0	97,2	100
Udział 4 stanów [%]			72	93	85	

Źródło: opracowanie własne na podstawie (U.S. Coal Exports 2013)

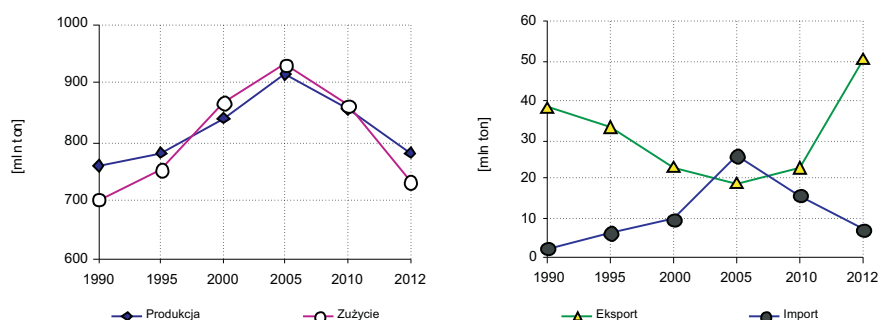
Brak odpowiedniej infrastruktury portowej na zachodzie kraju nie pozwala amerykańskim producentom z największego zagłębia Powder River na rozwój eksportu na rynki azjatyckie. W latach 2011–2012 powstało wiele koncepcji i projektów budowy portów na zachodnim wybrzeżu (oraz infrastruktury transportowej), jednakże ze względu na wyraźny spadek cen węgla na rynkach międzynarodowych (tendencje spadkowe z 2012 roku utrzymały się także w 2013), opłacalność tych projektów zdecydowanie się pogorszyła i prace nad nimi wstrzymano na czas nieokreślony. Dodatkowym negatywnym aspektem dla tych projektów był zdecydowany sprzeciw społeczny oraz brak zgody lokalnych władz odpowiedzialnych za ochronę środowiska.

3.4. Węgiel kamienny energetyczny

Produkcja węgla energetycznego w Stanach Zjednoczonych systematycznie spada od 2005 roku. Wstępne dane za 2012 rok (IEA – Coal Information 2013) wskazują, że w porównaniu do 2005 roku spadek produkcji wyniósł 134 mln ton (14,6%). W jeszcze większym stopniu zmniejszyło się w tym czasie zużycie: w 2012 roku było niższe o 202 mln ton (blisko 22%).

Do tych spadków bez wątpienia przyczynił się tzw. *boom* łupkowy. W USA w ciągu ostatnich kilku lat produkcja gazu ziemnego wzrosła o około 25%, a produkcja ropy naftowej i innych produktów naftowych – o 30%, dzięki czemu import netto tych surowców zmniejszył się o połowę. Szybki wzrost produkcji gazu ziemnego – przy naturalnej regionalizacji światowych rynków gazu – spowodował zmiany w bilansie paliw w amerykańskim sektorze energetycznym. Gaz zaczął wypierać węgiel w wytwarzaniu energii elektrycznej, co z kolei spowodowało znaczny wzrost eksportu węgla z USA, szczególnie do Europy (Lorenz 2013).

Rysunek 3.3 przedstawia zmiany w produkcji i zużyciu oraz imporcie i eksporcie węgla energetycznego w USA w latach 1990–2012.



Rys. 3.3. Rozwój produkcji i zużycia oraz eksportu i importu węgla energetycznego w USA w latach 1990–2012

Źródło: opracowanie własne na podstawie (IEA – Coal Information 2010, 2013)

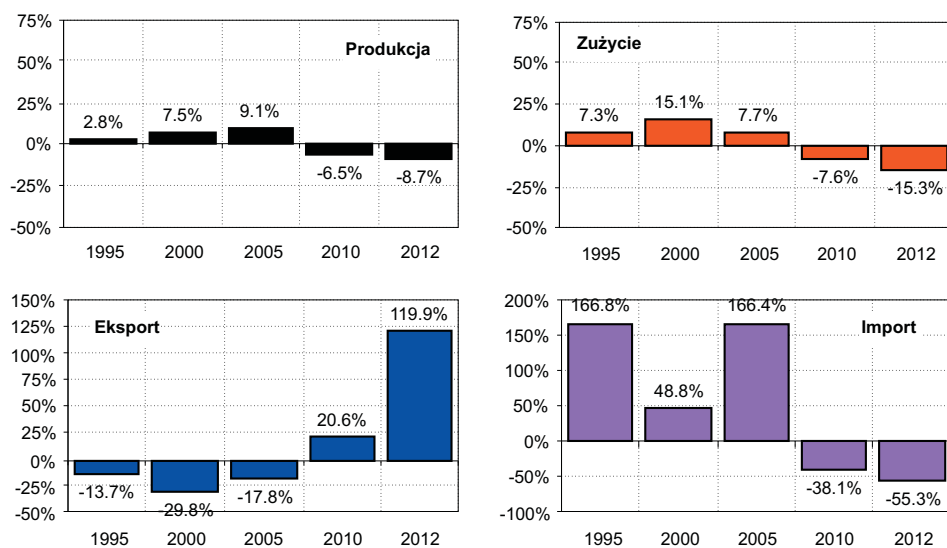
Fig. 3.3. Development of production and consumption, and exports and imports of steam coal in the USA in the years 1990–2012

Spadek zapotrzebowania na węgiel energetyczny w kraju spowodował spadek importu (o ponad 70% pomiędzy rokiem 2005 i 2012, tj. o prawie 19 mln ton). Ponieważ szczególnie w dwóch ostatnich latach spadek zużycia był większy od spadku produkcji, dla nadwyżek węgla gorączkowo poszukiwano zagranicznych rynków zbytu. W porównaniu z rokiem 2010 eksport węgla energetycznego z USA podwoił się, a w porównaniu do 2005 roku – wzrósł o 165% (o 31,5 mln ton).

Dynamikę zmian produkcji, zużycia, eksportu i importu przedstawia rysunek 3.4 (zmiany obliczono dla takich interwałów czasowych, jak pokazane na rysunku 3.3, tzn. dla roku 1995 rokiem odniesienia był 1990, a dla 2012 – rok 2010). Wybrane dane liczbowe pochodzące ze statystyk IEA zebrano w tabeli 3.2.

Udział Stanów Zjednoczonych w światowym handlu węglem energetycznym

W połowie pierwszej dekady obecnego stulecia do Europy trafiały zaledwie 2 mln ton amerykańskiego węgla energetycznego, a prawie trzy czwarte eksportu kierowano do Kanady (około 13–14 mln ton). W kolejnych latach rynek europejski zyskiwał na znaczeniu: w 2012 roku odbiorcy w Europie kupili około 27 mln ton węgla energetycznego z USA,



Rys. 3.4. Dynamika zmian produkcji i zużycia oraz eksportu i importu węgla energetycznego w USA w latach 1990–2012

Źródło: opracowanie własne na podstawie (IEA – Coal Information 2010, 2013)

Fig. 3.4. Dynamics of production and consumption, and exports and imports of steam coal in the USA in the years 1990–2012

Tabela 3.2

USA – produkcja, zużycie, eksport i import węgla energetycznego w latach 2005–2012

Table 3.2

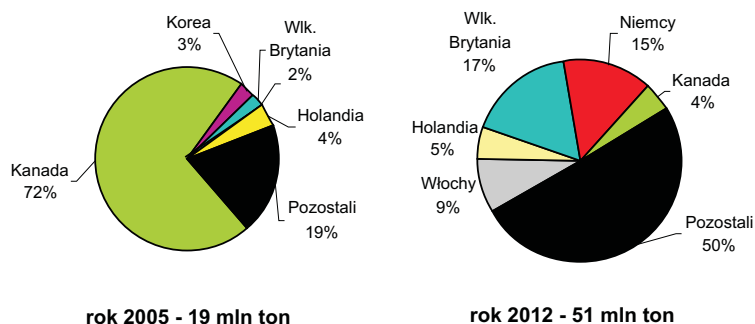
USA – production, consumption, export and import of steam coal in the years 2005–2012

Wyszczególnienie	Jedn.	2005	2010	2012
Produkcja	mln ton	916,0	856,5	782,0
udział w produkcji światowej	%	21,0	16,1	13,2
Zużycie	mln ton	932,7	862,3	730,7
udział w zużyciu światowym	%	21,3	16,5	12,6
Eksport	mln ton	19,1	23,0	50,6
udział eksportu w produkcji krajowej	%	2,1	2,7	6,5
udział w eksporcie światowym	%	3,4	2,9	5,3
Import	mln ton	25,9	16,0	7,2
udział importu w zużyciu krajowym	%	2,8	1,9	1,0

Źródło: opracowanie własne na podstawie (IEA – Coal Information 2010, 2013)

a Kanada tylko 2,2 mln ton. Rysunek 3.5 przedstawia porównanie struktury głównych odbiorców węgla amerykańskiego w eksporcie w latach 2005 i 2012.

Dzięki dynamicznemu rozwojowi eksportu – szczególnie w dwóch ostatnich latach – Stany Zjednoczone stały się szóstym w świecie eksporterem węgla energetycznego z ponad 5-procentowym udziałem w rynku (por. tab. 3.2).



Rys. 3.5. Główni odbiorcy amerykańskiego węgla energetycznego w eksporcie w latach 2005 i 2012
Źródło: opracowanie własne na podstawie (IEA – Coal Information 2010, 2013)

Fig. 3.5. Main recipients of US steam coal exports in 2005 and 2012

Import węgla energetycznego do USA w 2012 r. zmniejszył się ponad 3-krotnie w porównaniu do 2005 r. Zarówno wówczas, jak i obecnie prawie 90% importu pochodzi z Ameryki Południowej – a dominującym dostawcą jest Kolumbia. Dla niektórych odbiorców amerykańskich – elektrowni położonych w pobliżu portów Zatoki Meksykańskiej oraz na południowym wybrzeżu Atlantyku – taniej jest importować węgiel drogą morską niż kupować węgiel krajowy, transportowany koleją lub barkami z oddalonych regionów górniczych USA.

Ceny węgla energetycznego

W Stanach Zjednoczonych ceny węgla krajowego, dostarczanego do elektrowni, są relatywnie niskie – w porównaniu do poziomów obserwowanych w handlu międzynarodowym. Po części są bowiem pochodną średnich kosztów produkcji węgla. Ponad 650 mln ton węgla w USA ma koszty wydobycia poniżej 40 USD/tonę (IEA – Coal Medium 2012). Koszty te są jednak mocno zróżnicowane w poszczególnych regionach.

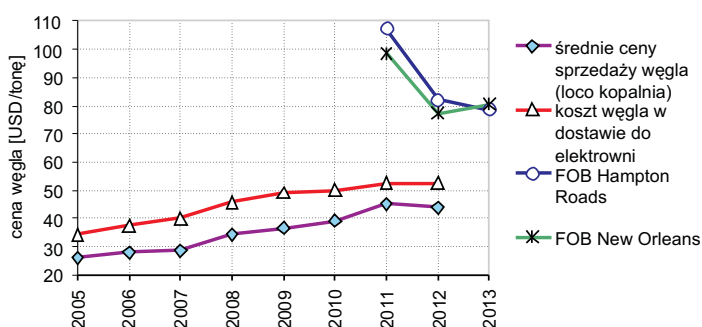
Najniższymi kosztami charakteryzują się wielkie odkrywkowe kopalnie w zagłębiu Powder River, gdzie węgiel może być wydobywany po koszcie nawet poniżej 12 USD/tonę. Jednakże kaloryczność węgla z PRB jest stosunkowo niska: w granicach 18,4–20,5 MJ/kg (4 400–4 900 kcal/kg).

Koszty wydobycia w zagłębiu Illinois kształtują się pomiędzy 25 a 33 USD/tonę, lecz w większości kopalń bliższe są raczej górnej granicy tego przedziału. Wartość opałowa węgla z tego regionu zwykle przekracza 25 MJ/kg (6000 kcal/kg), ale zawartość siarki jest stosunkowo wysoka – na poziomie około 3% (przy standardzie w handlu światowym poniżej 1%).

W Appalachach w wielu kopalniach kaloryczność często przekracza 26 MJ/kg (6300 kcal/kg), jednakże koszty w tym regionie (o przewadze eksploatacji podziemnej) należą do najwyższych w górnictwie amerykańskim: szacowane są w szerokim zakresie od 60 do 95 USD/tonę (w kopalniach węgla koksowego koszty zazwyczaj są wyższe niż w kopalniach węgla energetycznego i najczęściej zbliżone do 100 USD/tonę lub wyższe) (IEA – Coal Medium 2012).

W konsekwencji zróżnicowania kosztów wydobycia i geograficznego usytuowania rynku, ceny węgla w zachodniej części kraju są dość niskie i charakteryzują się niewielką zmiennością, natomiast ceny we wschodnich stanach podlegają podobnym wahaniom jak ceny międzynarodowe, gdyż lokalni producenci mają możliwość eksportu.

Na rysunku 3.6 przedstawiono kształtowanie się średnich rocznych cen sprzedaży węgla w USA (*loco* kopalnia) oraz koszty węgla w dostawie do elektrowni – uśrednione w skali kraju. Dodatkowo pokazano średnie wartości cen węgla amerykańskich w eksporcie – są to ceny z rynków *spot*, określone na bazie FOB w portach eksportowych: Hampton Roads i Nowy Orlean. Wartości tych cen zaczęły być notowane w 2011 roku, gdy węgiel amerykański pojawił się na większą skalę w handlu międzynarodowym. Ceny węgla amerykańskich w eksporcie odnoszą się do standardowej jakości w handlu międzynarodowym (kaloryczność ok. 25 MJ/kg i zawartość siarki poniżej 1%).



Rys. 3.6. Ceny krajowego węgla energetycznego na rynku amerykańskim na tle cen FOB węgla amerykańskiego w eksporcie w latach 2005–2012

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

Fig. 3.6. Domestic steam coal prices in the U.S. market against the FOB price of U.S. coal exports in the years 2005–2012

Węgiel amerykański w dostawach do Europy Zachodniej konkuruje przede wszystkim z węglem kolumbijskim (oraz rosyjskim), a na rynku azjatyckim – z węglem z RPA w dostawach do Chin i Indii, choć na znacznie mniejszą skalę.

3.5. Węgiel koksowy

Wydobycie węgla koksowych w USA ma miejsce głównie w rejonie Appalachów, gdzie zlokalizowane są największe złoża węgla tego typu. W północnej i centralnej części Appalachów (w stanach: West Virginia, Virginia, Kentucky, Maryland, Pensylwania i Ohio) koncentruje się prawie 90% produkcji (w 2011 r. 72 mln ton).

W rejonie tym przeważają kopalnie podziemne i małe kopalnie odkrywkowe. Problemem dla producentów węgla w Appalachach jest wyczerpywanie się ekonomicznie opłacalnych do eksploatacji zasobów, spadek produktywności kopalń i rosnące koszty wydobywania. Ponadto polityka ochrony środowiska i regulacje prawne nie sprzyjają inwestycjom rozwojowym (Meister 2013).

W strukturze jakościowej produkcji udział węgla o dużej zawartości części lotnych HV A i B (*high-volatile*) jest na poziomie około 60% (węgle HV B, w zależności od koniunktury, mogą być również kierowane na rynek węgla energetycznych). Pozostały wolumen stanowią węgle koksowe LV (*low-volatile*) i MV (*medium-volatile*) oraz PCI HV. Węgla LV i MV produkują głównie kopalnie zlokalizowane w zagłębiach Blue Creek i Pocahontas (Word Coal 2005).

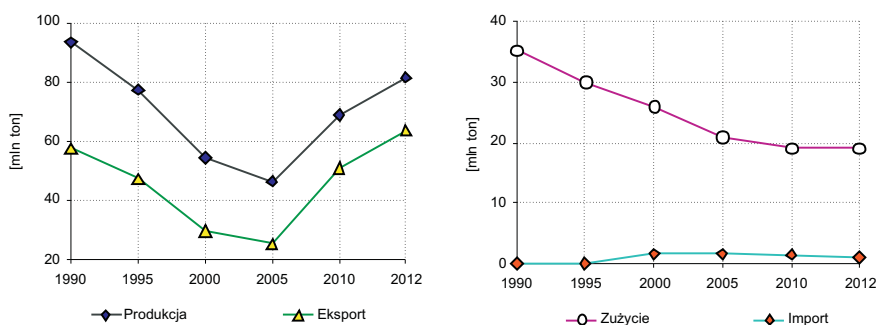
Udział węgla koksowego w produkcji węgla ogółem w USA kształtuje się w ostatnich latach na poziomie około 8–9%. Głównymi producentami węgla koksowego są koncerny:

- Alpha Natural Resources – po przejęciu Massey Energy stał się wiodącym producentem węgla metalurgicznego; kopalnie zlokalizowane głównie w Centralnych i Północnych Appalachach (Virginia, West Virginia). Koncern w rankingu światowych eksporterów węgla metalurgicznych zajmuje trzecią pozycję – około 75% produkcji (15 mln w 2012 r.) kierowane jest na rynek międzynarodowy.
- Arch Coal Inc. – (przejął w czerwcu 2011 r. International Coal Group Inc. z kopalniami węgla koksowego); produkcja węgla metalurgicznego HV, LV oraz PCI HV prowadzona jest w kilku kompleksach w Centralnych i Północnych Appalachach. Zdolności produkcyjne 8–9 mln ton węgla metalurgicznego.
- Cliffs Natural Resources – wydobywanie węgla metalurgicznego LV w Pinnacle Complex (West Virginia) i Oak Grove (Alabama) oraz węgla HV w Cliffs Logan Count Coal (West Virginia). Roczne zdolności produkcyjne kopalń są na poziomie około 8 mln ton.
- Consol Energy – kopalnie węgla metalurgicznego zlokalizowane w rejonie West Virginia i Virginia. W 2012 r. sprzedaż na rynek krajowy wyniosła 1,5 mln ton natomiast w eksporcie prawie 6 mln ton.
- Walter Energy – kopalnie węgla koksowego zlokalizowane w Alabamie produkują węgiel LV, MV i VH (złoża Blue Creek). Produkcja w roku 2012 była na poziomie około 8 mln ton w tym 5 mln ton stanowił węgiel koksowy LV. Ponad 90% sprzedaży stanowi eksport.

W ostatnich latach USA, z produkcją węgla metalurgicznego na poziomie 70–80 mln ton, zajmuje w rankingu światowych producentów trzecią pozycję z udziałem prawie 11%

w globalnym wydobyciu tego typu węgla. W latach 2005–2012 wydobycie węgla koksowego wzrosło o 75% (w średnim tempie 8% rocznie). Zdolności produkcyjne kopalń wzrosły z 57 mln ton w roku 2007 do 85 mln ton w roku 2011. Wzrost ten spowodowany był dynamicznie rosnącym popytem na węgiel na rynku międzynarodowym, natomiast zużycie węgla koksowego na rynku krajowym konsekwentnie ulegało spadkowi – w latach 1990–2012 obniżyło się o ponad 16 mln ton (46%). W okresie tym w przemyśle hutniczym w USA nastąpiły zmiany w technologii produkcji stali – wzrósł udział stali produkowanej z wykorzystaniem energii elektrycznej EAF (*Electric Arc Furnaces*), a udział procesu wielkopiecowego (z wykorzystaniem koksu) obniżył się z prawie 54% w roku 1990 do 39,5% w roku 2012 (produkcja surówki żelaza zmniejszyła się o 35%). Redukcji uległy zdolności wytwórcze krajowego koksownictwa – produkcja koksu obniżyła się 23,2 mln ton do około 14 mln ton w 2012 r.

Wielkości i dynamikę zmian produkcji, zużycia, eksportu i importu (w takim samym schemacie jak dla węgla energetycznego) pokazują wykresy na rysunkach 3.7 i 3.8, natomiast wybrane dane liczbowe zestawiono w tabeli 3.3. Zmiany obliczono dla takich interwałów czasowych, jak pokazane na rysunku 3.7, tzn. dla roku 1995 rokiem odniesienia był 1990, a dla 2012 – rok 2010.



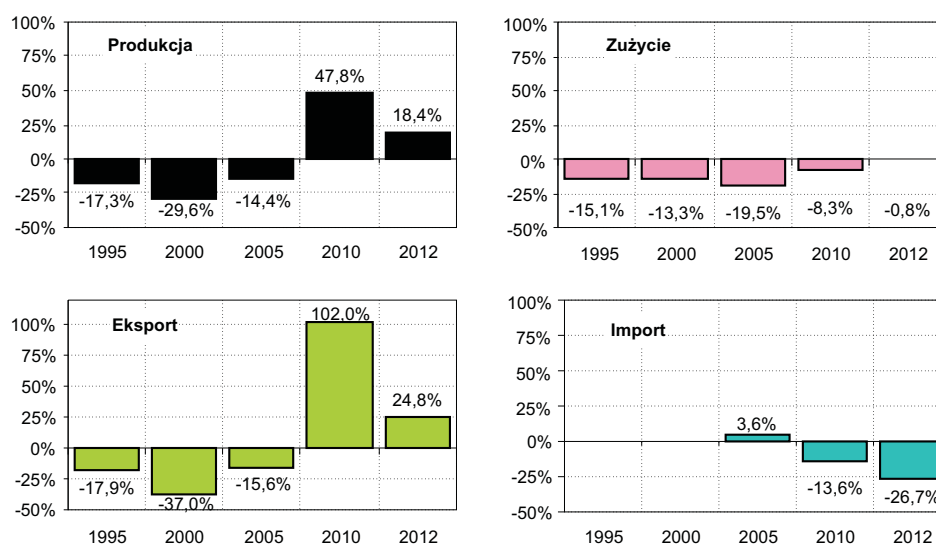
Rys. 3.7. Rozwój produkcji i zużycia oraz eksportu i importu węgla koksowego w USA w latach 1990–2012
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych: US EIA, IEA – Coal Information 2010, 2013

Fig. 3.7. Development of production and consumption, and exports and imports of coking coal in the USA in the years 1990–2012

Udział Stanów Zjednoczonych w światowym handlu węglem metalurgicznym

Producenci w USA należą do grupy tzw. dostawców wahadłowych – przy wysokich cenach węgla zwiększają podaż, natomiast przy spadku cen ograniczają produkcję i wycofują się z rynku. Rosnący popyt azjatycki i wysokie ceny węgla metalurgicznych na rynku międzynarodowym stworzyły warunki do ekspansji produkcji i eksportu, który od 2002 rósł systematycznie, osiągając w latach 2011–2012 rekordowy poziom 63 mln ton (ponad trzykrotny wzrost).

Głównym rynkiem dla eksportowanego z USA węgla jest tradycyjnie Europa (kraje UE, Ukraina, Turcja). W ostatnim czasie znacznie zwiększyła się sprzedaż na rynek azjatycki,



Rys. 3.8. Dynamika zmian produkcji i zużycia oraz eksportu i importu węgla koksowego w USA w latach 1990–2012

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych: US EIA, IEA – Coal Information 2010, 2013

Fig. 3.8. Dynamics of production and consumption, and exports and imports of coking coal in the USA in the years 1990–2012

Tabela 3.3

USA – produkcja, zużycie, eksport i import węgla koksowego w latach 2005–2012

Table 3.3

USA– production, consumption, export and import of coking coal in the years 2005–2012

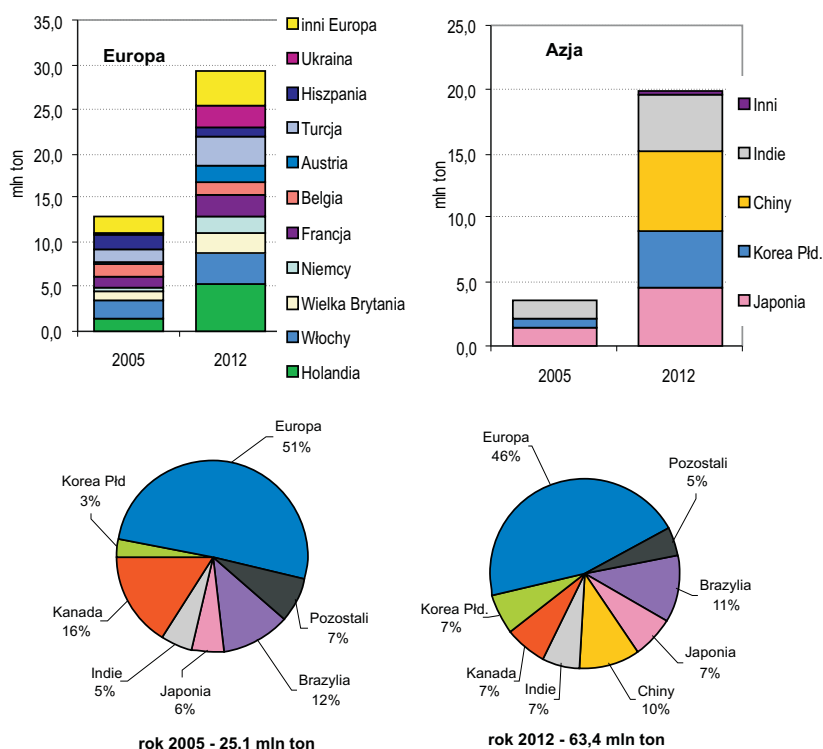
Wyszczególnienie	Jedn.	2005	2010	2012
Produkcja	mln ton	46,4	68,6	81,3
udział w produkcji światowej	%	7,0	9,6	10,6
Zużycie	mln ton	20,9	19,2	19,0
udział w zużyciu światowym	%	3,2	2,8	2,6
Eksport	mln ton	25,1	50,8	63,4
udział eksportu w produkcji krajowej	%	54,1	74,0	78,0
udział w eksporcie światowym	%	12,1	18,0	21,8
Import	mln ton	1,6	1,4	1,0
udział importu w zużyciu krajowym	%	6,0	7,2	5,3

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych: US EIA, IEA – Coal Information 2010, 2013

który przejmuję około 30% eksportu. Od 2005 roku eksport węgla amerykańskiego na rynek azjatycki wzrósł ponad pięciokrotnie. Pozostała ilość węgla kierowana jest do Kanady, Brazylii i Afryki (RPA, Egipt).

Węgiel z regionu Appalachów przewożony jest koleją do portów na wschodnim wybrzeżu lub barkami do Nowego Orleanu. Ponad 50% eksportu drogą morską odbywa się przez port Hampton Roads, około 24% przez port Baltimore, a pozostała ilość przez terminale w portach Mobile i Nowy Orlean.

Głównych odbiorców amerykańskiego węgla koksowego i ich udział w eksporcie w latach 2005 i 2012 pokazują wykresy na a rysunku 3.9.



Rys. 3.9. Główni odbiorcy amerykańskiego węgla koksowego w eksporcie w latach 2005 i 2012
Źródło: opracowanie własne na podstawie (US EIA)

Fig. 3.9. Main recipients of the US coking coal exports in 2005 and 2012

Ceny węgla koksowego

Lata 2012–2013 to okres niekorzystnych dla producentów węgla zmian na rynku międzynarodowym. Trudna sytuacja w gospodarce światowej istotnie wpłynęła na koniunkturę na rynku stali, a więc i na rynkach surowców związanych z branżą hutniczą.

W okresie wzmożonego popytu na węgiel koksowy i wysokich jego cen rynkowych koncerny górnicze uruchomiły liczne inwestycje w rozwój mocy wydobywczych, zarówno

w istniejących kopalniach i zagłębiach jak i w nowych, niezagospodarowanych złożach na świecie (Ozga-Blaschke 2010, 2012). Wzrost podaży węgla był znacznie większy niż przewidywane tempo wzrostu popytu, co doprowadziło do destabilizacji rynku i znacznych spadków cen węgla metalurgicznych w handlu międzynarodowym.

Porównanie średnich cen węgla z USA w eksporcie z cenami kontraktowymi (*benchmarkami*) negocjowanymi dla węgla koksowego typu *hard premium* w handlu międzynarodowym pokazuje wykres na rysunku 3.10.



Rys. 3.10. Porównanie średnich eksportowych cen FOB węgla z USA z cenami kontraktowymi (*benchmarkami*) węgla koksowego typu *hard premium*

Źródło: opracowanie własne na podstawie (US EIA, ICR)

Fig. 3.10. Comparison of average US FOB export coal prices with benchmark prices of hard coking premium coal

Wykazywane w statystykach ceny w eksporcie dotyczą całego sprzedanego wolumenu węgla o zróżnicowanej jakości, różnią się więc od wskaźnikowych benchmarków ustalanych dla węgla o określonej jakości (z wybranych kopalń). Węgla gorszej jakości (o wyższej zawartości części lotnych i słabszych parametrach koksotwórczych) wyceniane są niżej.

Dla węgla amerykańskiego najwyższe ceny uzyskują węgle LV, a różnica cen między węglami LV i HV A utrzymuje się (w zależności od sytuacji rynkowej) na poziomie 5–10%, a między węglami LV i HV B na poziomie od kilkunastu do nawet 30%.

Od połowy 2011 do połowy 2013 roku średnie ceny eksportowe węgla amerykańskiego obniżyły się o prawie 50%. Tak niski poziom cen węgla metalurgicznych na rynku powoduje, że część węgla sprzedawana jest poniżej kosztów produkcji, a koncerny wydobywcze notują straty. Sytuacja rynkowa wymusiła na koncernach górniczych działania w kierunku redukcji kosztów i zwiększenia efektywności produkcji poprzez: cięcia miejsc pracy, ograniczenie podwyżek płac, re negocjacje umów z kooperantami, zamykanie kopalń o wysokich kosztach produkcji, opóźnianie realizacji lub zaniechanie nowych projektów (Ozga-Blaschke 2013).

3.6. Rola węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej w USA

Ponad 92% węgla zużywanego w Stanach Zjednoczonych jest wykorzystywane do wytwarzania energii elektrycznej. USA ma około 1400 węglowych pracujących jednostek wytwórczych energii elektrycznej w prawie 600 elektrowniach w całym kraju.

W 2011 r. łączna moc zainstalowana w energetyce amerykańskiej wynosiła około 1051 GW i w porównaniu z rokiem 2005 (około 978 GW) zwiększyła się o 7%. Podstawowe informacje o pozycji węgla w energetyce USA zamieszczono w tabeli 3.4.

Tabela 3.4

Pozycja węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej w USA

Table 3.4

Position of coal in electricity generation in the USA

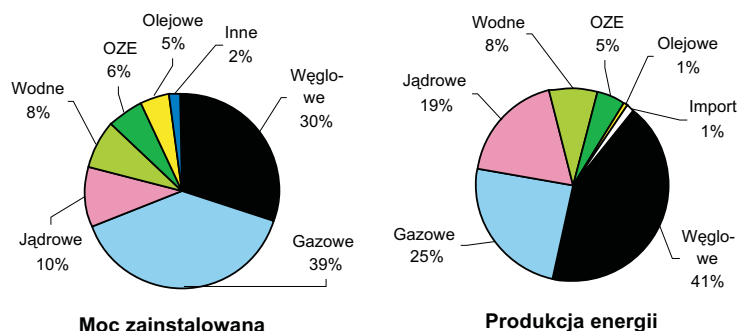
Wyszczególnienie	Jedn.	Rok		Zmiana 2005–2011		Udział w świecie
		2005	2011	w jedn. nat.	%	w 2011 r. [%]
Ludność	mln	297	312	15	5	1
Produkcja energii elektrycznej	TWh	4 268	4 327	59	1	19
w tym z węgla	TWh	2 154	1 875	-279	-13	24
udział en.el. z węgla	%	50	43			
Zużycie energii elektrycznej	TWh	4 047	4 127	80	2	138
na mieszkańca	kWh/capita	13 640	13 227	-413	-3	196

Uwaga: węgiel – łącznie: w. kamienny i w. brunatny

Źródło: opracowanie własne na podst. IEA – KWES (2007, 2013)

Tradycyjnie z węgla w USA pochodziła ponad połowa produkcji energii elektrycznej. Jednak w ciągu ostatnich dwudziestu lat większość nowych mocy w amerykańskiej energetyce stanowiły instalacje gazowe, skutkiem czego udział węgla w produkcji energii elektrycznej ogółem zmniejszył się z 53% w roku 1990 do 43% w 2011 roku, a w 2012 – do 37%. Występują dość wyraźne różnice pomiędzy strukturą mocy zainstalowanej w poszczególnych typach elektrowni a strukturą wytwarzania energii elektrycznej w tych źródłach, co ilustruje rysunku 3.11.

Chociaż energetyka węglowa nadal posiada największy udział wśród wszystkich źródeł energii elektrycznej, jej produkcja spada już od 2007 r. zarówno ze względu na niewielki wzrost popytu na energię elektryczną, jak i silną konkurencję cenową z gazem ziemnym oraz wzrost wykorzystania odnawialnych źródeł. W 2012 roku wytwarzanie w elektrowniach gazowych było szczególnie opłacalne w regionach wschodnich, gdzie ceny węgla są stosunkowo wysokie, a ceny gazu niskie (w związku z dalszym wzrostem produkcji gazu



Rys. 3.11. Porównanie struktury mocy zainstalowanej w energetyce USA i struktury produkcji energii elektrycznej

Źródło: opracowanie własne na podstawie EIA – EPA 2011

Fig. 3.11. Comparison of the structure of installed power in the United States and the structure of electricity production

łupkowego). Nastąpiło także zmniejszenie zapotrzebowania na energię elektryczną (m.in. z powodu rekordowo ciepłej zimy).

O przyszłej pozycji węgla w energetyce amerykańskiej decydować będzie nie tylko konkurencja kosztowa w wytwarzaniu energii z węgla i gazu – dwóch podstawowych paliw krajowych. Istotną rolę będą odgrywać regulacje dotyczące emisji. Już od 2016 roku wejdą w życie nowe federalne limity zawartości rtęci i innych toksycznych substancji w powietrzu.

Te regulacje dotkną przede wszystkim wytwórców, wykorzystujących starsze, mniejsze i mniej efektywne jednostki węglowe. Tańszym rozwiązaniem będzie zamknięcie tych elektrowni niż inwestowanie w ich wyposażenie w wymagane instalacje redukcji emisji. W konsekwencji około 50 GW netto mocy węglowych może zostać wyłączonych, powodując zmniejszenie zużycia węgla o około 90 milionów ton w stosunku do poziomu 2011 r. (U.S. coal-fired...; Lorenz 2013).

Jeśli ponadto Stany Zjednoczone wdrożą nowe zasady, które będą ograniczać lub w inny sposób regulować poziom emisji dwutlenku węgla i innych gazów cieplarnianych, perspektywy krajowego zużycia węgla mogą się poważnie zmienić, gdyż zmieni się ekonomika spalania węgla ze względu na koszty emisji CO₂. To może skłonić firmy energetyczne do rozważenia odejścia od spalania węgla na rzecz gazu ziemnego lub innych technologii wytwarzania, np. energii jądrowej, czy odnawialnych źródeł energii.

W marcu 2012 r. amerykańska Agencja Ochrony Środowiska EPA zaproponowała nowy standard dla emisji dwutlenku węgla w wysokości 450 kilogramów CO₂ na MWh dla nowych elektrowni opalanych węglem, które spełniają określone kryteria zdolności wytwórczych. Ten limit emisji praktycznie determinuje wymaganie, aby nowe jednostki węglowe wytwórcze stosowały technologię wychwytywania i sekwestracji CO₂ (CCS).

Duża dostępność taniego krajowego gazu spowodowała u wielu wytwórców przejście z węgla na gaz w produkcji energii elektrycznej. Niskie ceny gazu ziemnego w Stanach

Zjednoczonych dają również przewagę konkurencyjną dla amerykańskiego przemysłu – zwłaszcza petrochemicznego i nawozów sztucznych.

Spadek zapotrzebowania w kraju zmusił amerykańskich producentów węgla energetycznego do poszukiwania innych rynków. Nastąpił znaczny wzrost eksportu, a większość węgla trafiła do Europy. W rezultacie spadły ceny węgla na rynkach międzynarodowych, a tani węgiel stał się konkurencyjnym paliwem w europejskiej energetyce, wygrywając z drogim gazem. W Europie nastąpiła więc sytuacja odwrotna niż w Stanach Zjednoczonych. Ironią jest, że Stany Zjednoczone, które nie podpisały protokołu z Kioto, osiągnęły spadek emisji gazów cieplarnianych (poprzez wzrost zużycia gazu), podczas gdy Europa, która forsuje wprowadzanie limitów emisji CO₂ i jako pierwsza wdrożyła system handlu uprawnieniami do emisji, odnotowała wzrost emisji gazów cieplarnianych w sektorze energetycznym, gdyż dla wielu wytwórców spalanie węgla było zdecydowanie bardziej korzystne ekonomicznie (zwłaszcza przy niskich rynkowych cenach uprawnień do emisji) (Macmillan i in. 2013).

4. Indie

4.1. Informacje ogólne

Indie zajmują obecnie trzecią w świecie pozycję w światowej produkcji i konsumpcji węgla kamiennego. Są też trzecim w świecie importerem węgla oraz czwartym największym konsumentem energii. W 2011 roku Indie były dziesiątą największą gospodarką świata pod względem nominalnej wartości produktu krajowego brutto (PKB). Indie są czwartym największym konsumentem ropy i produktów naftowych na świecie. Kraj w dużym stopniu uzależniony jest od importu ropy naftowej, głównie z Bliskiego Wschodu (IEA – Coal Information 2013; IEA – KWES 2013).

W 1973 roku, na mocy ustawy nacjonalizującej górnictwo węglowe (*Coal Mines Nationalization Act*), rząd Indii przejął kontrolę nad krajowymi zasobami węgla. W 1975 r. utworzono spółkę Coal India Limited (CIL) jako jedyne państwowego producenta. CIL pozostaje do dziś największym w kraju producentem węgla, dostarczając około 80% tego surowca. W 2010 r. dokonano częściowej prywatyzacji CIL poprzez giełdę, podczas której rząd zbył 10% swych udziałów – była to jak dotąd największa prywatyzacja w Indiach. Oprócz CIL na terenie całego kraju działają również mniejsze spółki węglowe – np. Singareni Collieries Company (SCCL), wytwarzająca około 8% krajowej produkcji węgla.

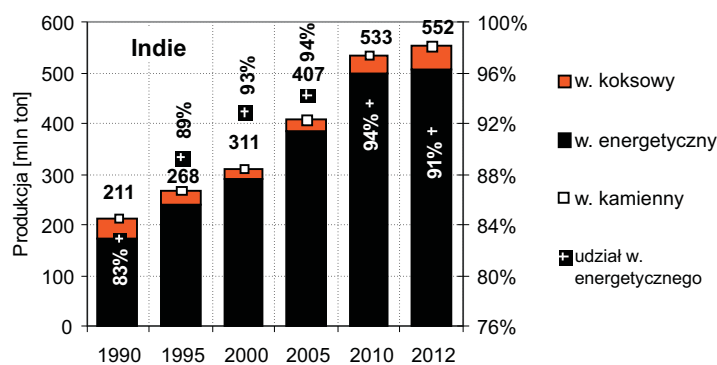
W 2000 r. wprowadzono deregulację cen węgla, dzięki czemu spółki węglowe mogły zwiększyć ceny, gdy rosły koszty produkcji. Jednak Ministerstwo ds. węgla i kopalń nadal kontroluje dystrybucję węgla i dotacje do różnych firm. W 2007 r. rząd przyjął nowe zasady dystrybucji węgla, w myśl których przydziela limitowane dostawy węgla do priorytetowych sektorów, szczególnie do energetyki i produkcji nawozów. Zagrożenia dla wzrostu gospodarczego w Indiach, to wysoki poziom zadłużenia, braki infrastrukturalne i polaryzacja krajowej sceny politycznej pomiędzy dwoma największymi partiami politycznymi (EIA – India... 2013).

Okolo 70% węgla jest zużywane w energetyce. Ważnymi użytkownikami węgla jest też przemysł stalowy i cementowy. Za gwałtownym wzrostem zużycia węgla nie nadąża jednak krajowy wzrost produkcji, co doprowadziło do znaczącego wzrostu importu. W samym tylko roku 2012 import węgla kamiennego do Indii wzrósł o 20% (do prawie 160 mln ton). Większość importowanego węgla stanowi węgiel energetyczny (123 mln ton w roku 2012) (IEA – Coal Information 2013).

Indie są liczącym się w skali świata producentem i eksporterem rudy żelaza. Indyjski przemysł stalowy opiera się przede wszystkim na importowanym węglu koksowym wysokiej jakości, ze względu na stosunkowo niską jakość zasobów krajowych.

Rysunki 4.1 i 4.2 przedstawiają rozwój produkcji węgla kamiennego w Indiach w latach 1990–2012 oraz rozwój importu, szczególnie dynamiczny po roku 2005. Jeszcze do połowy lat dziewięćdziesiątych XX w. Indie nie importowały węgla energetycznego, a tylko niewielkie początkowo ilości węgla koksowego – aby spełnić wysokie wymagania w przemyśle hutnictwa żelaza i stali. Z czasem jednak rosła przepaść pomiędzy krajową podażą i popytem, a niedobory musiał uzupełniać węgiel z importu.

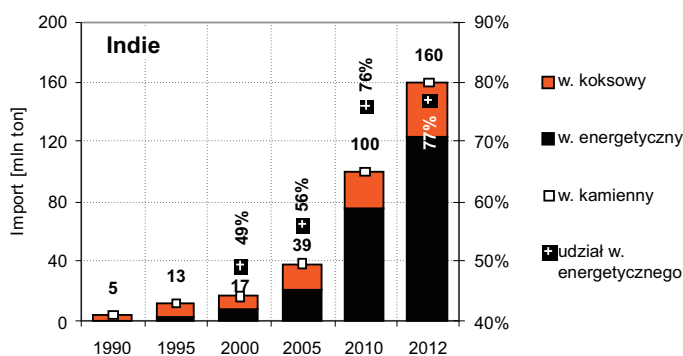
(Na wykresach liczby wyrażają sumaryczną produkcję/import węgla kamiennego; w procentach podano udział węgla energetycznego).



Uwaga: udział węgla koksowego – uzupełnienie do 100%

Rys. 4.1. Rozwój produkcji węgla kamiennego w Indiach w latach 1990–2012
Źródło: opracowanie własne na podstawie (IEA – Coal Information 2010, 2013)

Fig. 4.1. Development of hard coal production in India, in the years 1990–2012



Uwaga: udział węgla koksowego – uzupełnienie do 100%

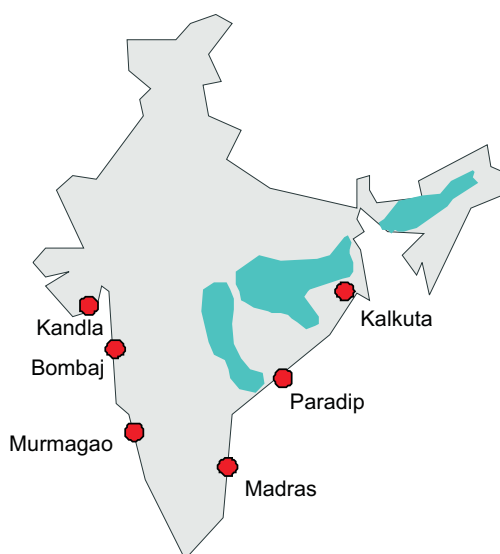
Rys. 4.2. Rozwój importu węgla kamiennego do Indii w latach 1990–2012
Źródło: opracowanie własne na podstawie (IEA – Coal Information 2010, 2013)

Fig. 4.2. Development of hard coal imports to India in the years 1990–2012

4.2. Zasoby węgla kamiennego

Orientacyjne położenie złóż węgla w Indiach przedstawiono na rysunku 4.3, na którym zaznaczono także wybrane ważniejsze porty.

Według stanu na koniec 2010 r. (BP 2013) Indie miały 60,6 mld ton zasobów węgla kamiennego – piąte co do wielkości na świecie (dla antracytu i węgla bitumicznych – trzecie co do wielkości, po Stanach Zjednoczonych i Chinach). Dane indyjskie (Indian Minerals Yearbook 2011) pokazują wyższe wartości zasobów udokumentowanych: 114 mld ton węgla kamiennego oraz 6,1 mld ton węgla brunatnego (lignitu).



Rys. 4.3. Główne zagłębia węgla kamiennego w Indiach oraz ważniejsze porty
Źródło: opracowanie własne na podstawie (Walker 2000, RWE 2007, EIA – India... 2013)

Fig. 4.3. Main hard coal production regions in India and major coal ports

Węgły indyjskie mają zazwyczaj wysoką zawartość popiołu i niską zawartość siarki.

Większość zasobów węgla kamiennego (prawie 70%) znajduje się we wschodniej części kraju, w stanach: Jharkhand (ok. 35%), Orissa (21%) i Chhattisgarh (11%). Inne węglowe regiony to: West Bengal, Andhra Pradesh, Madhya Pradesh i Maharashtra. Indie mają ograniczone zasoby węgla koksującego – większość tych zasobów znajduje się w stanie Jharkhand.

Indie są trzecim największym producentem węgla na świecie. W latach 1990–2011 produkcja węgla wzrosła ponad dwukrotnie. Prawie wszystkie kopalnie w kraju są odkrywkowe. Kopalnie znajdują się daleko od krajowych rynków o najwyższym zapotrzebowaniu, zlokalizowanych w południowych i zachodnich Indiach, co stanowi szczególne wyzwanie logistyczne dla producentów i dystrybutorów węgla.

Z powodu niedoborów krajowej podaży węgla, indyjskie elektrownie i huty zaczęły poszukiwać własnych źródeł dostaw węgla za granicą (tab. 4.1). W ten sposób Indie zabezpieczyły sobie dostęp do zasobów o wielkości ponad 24 mld ton, kosztem ponad 16 mld USD (IEA – Coal Medium 2012). Kluczowym celem zagranicznych inwestycji bezpośrednich jest Australia, a indyjscy inwestorzy odgrywają tam ważną rolę w rozwoju dużych projektów wydobywczych (np. w nowym perspektywicznym zagłębiu Galilee).

Tabela 4.1

Wybrane bezpośrednie inwestycje zagraniczne w zapewnienie dostaw węgla przez inwestorów z Indii

Table 4.1

Selected foreign direct investments into the coal supply chain by Indian investors

Kraj	Liczba projektów (inwestycji)	Przejęte zasoby [mln ton]	Wydatki kapitałowe [mln USD]
Australia	9	17 138	7 612
Indonezja	28	6 271	4 526
RPA	4	377	3 300
USA	3	348	820
RAZEM	44	24 134	16 258

Źródło: (IEA – Coal Medium 2012)

Inwestorzy z Indii planują dalsze zaangażowanie w projekty wydobycia węgla w Australii. Docelowo, dzięki tym inwestycjom, na rynek indyjski mogłoby trafiać prawie 150 mln ton węgla energetycznego i koksowego. Kolejne obszary zainteresowania to Mozambik (głównie węgiel koksowy), a w mniej odległych rejonach – Indonezja (węgiel energetyczny).

Atrybutem węgla z Indonezji dla potrzeb indyjskiego rynku jest relatywnie niewielka odległość, korzystnie wpływająca na ekonomikę transportu, a także jakość tamtejszego węgla (gorsza od standardów handlu międzynarodowego, lecz lepiej dopasowana do wymagań elektrowni w Indiach). Jednakże klimat inwestycyjny w Indonezji jest oceniany jako mniej przyjazny.

Mimo, że indyjskie firmy inwestują w pozyskanie dostępu do zagranicznych złóż surowców, w samych Indiach niektóre części sektora energetycznego, takie jak produkcja węgla, pozostają stosunkowo zamknięte dla inwestycji prywatnych i zagranicznych.

4.3. Zagadnienia transportu węgla

Większość indyjskiego węgla transportowana jest koleją. Choć istnieje ogromna sieć linii kolejowych w Indiach, to jest ona niewystarczająca, aby zaspokoić potrzeby transportu

węgla z kopalni do elektrowni i innych odbiorców. Ograniczone zdolności przewozowe kolei (oraz opóźnienia w realizacji innych projektów w sektorze węglowym) są jedną z przyczyn niewystarczających dostaw węgla do użytkowników. W Indiach pociągi pasażerskie i towarowe korzystają z tych samych torów, a priorytet mają przewozy pasażerskie. Ponadto przewoźnicy nie są w stanie dostarczyć odpowiedniej liczby wagonów do transportu węgla.

Z czasem, gdy import zaczął odgrywać istotną rolę w zaopatrzeniu w węgiel, wzrosło znaczenie transportu morskiego (aczkolwiek w Indiach – podobnie jak w Chinach – transport morski wykorzystywany jest również w przewozach węgla krajowego).

Indie mają ponad 7500 km wybrzeża i ponad 200 portów. Większość z nich znajduje się na stosunkowo płytkich wodach i nie może obsługiwać większych statków, typu panamax czy capesize.

Historycznie, na lokalizację terminali morskich miały wpływ dwa zasadnicze czynniki: położenie złóż surowców kierowanych na eksport (np. rudy żelaza) oraz dostępność do wewnątrz krajowych dróg transportu. W przeszłości niewielką uwagę zwracano na głębokość portu, limitującą możliwość wpływania statków o większym zanurzeniu. Ze względu na konieczność minimalizacji kosztów importu węgla, w ostatnich latach zbudowano kilka terminali (w ramach inwestycji publiczno-prywatnych), które są dostosowane do obsługi przeładunków dużych jednostek.

Nadzór nad portami sprawuje organizacja rządowa *Ports of India*, które kontroluje większość portów. Organizacja ta podaje listę 12 głównych portów, które odgrywają najważniejszą rolę w indyjskiej gospodarce, choć nie wszystkie z nich obsługują import węgla. Porty te zestawiono w tabeli 4.2 (uszeregowano je pod względem lokalizacji geograficznej,

Tabela 4.2

Główne porty w Indiach

Table 4.2

Main sea ports in India

Zachodnie Wybrzeże		Wschodnie Wybrzeże	
Port	Stan	Port	Stan
Kandla	Gujarat	Kalkuta (Kolkata-Halida)	West Bengal
Jawaharlal Nehru (JNPT)	Maharashtra	Paradip	Orissa
Bombaj (Mumbai)		Visakhapatnam	Andhra Pradesh
Mormugao	Goa	Ennore	Tamil Nadu
New Mangalore	Karnataka	Madras (Chennai)	
Kochi	Kerala	Tuticorin (V O Chidambaranar)	

Źródło: Opracowanie własne na podstawie
(www.nationalturk.com/en/india-to-set-up-two-more-major-ports-41268)

w podziale na wybrzeże zachodnie i wschodnie oraz w kolejności położenia: z północy na południe).

Wśród portów na wschodnim wybrzeżu, dla importu węgla najważniejsze są: Ennore, Paradip i Kalkuta oraz nowe półprywatne duże terminale: Krishnapatnam i Vizag w stanie Andhra Pradesh i Dahmra w stanie Orissa. Na zachodnim wybrzeżu do największych terminali węglowych zaliczają się New Mangalore i Mormugao oraz najnowszy nowoczesny port Mundra w stanie Gujarat (dostarczający węgiel do elektrowni koncernów Adani Power i Tata Power) (Gambrel 2012).

4.4. Węgiel kamienny energetyczny

Produkcja węgla energetycznego w Indiach – choć rośnie dynamicznie – nie nadąża za wzrostem zużycia. Rozwój produkcji i zużycia oraz importu węgla energetycznego w Indiach w latach 1990–2012 przedstawia rysunek 4.4. Pomiędzy rokiem 1990 a 2012 produkcja zwiększyła się prawie trzykrotnie, a zużycie – blisko czterokrotnie. Import wzrósł niemal od zera do 123 mln ton.

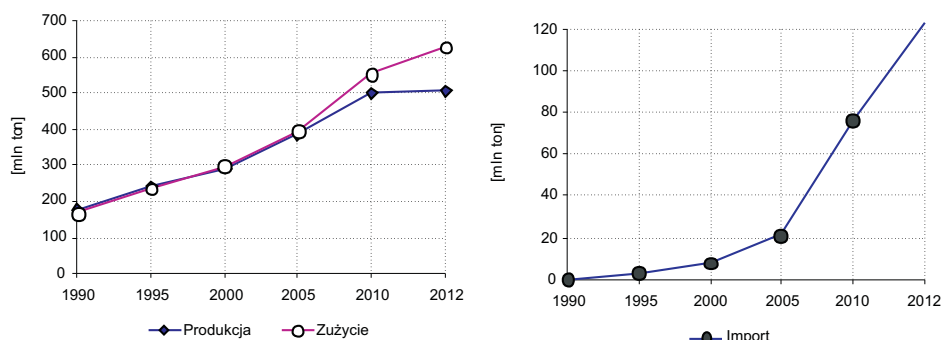
W latach 2005–2012 produkcja wzrosła o 31% (120 mln ton), w średniorocznym tempie 2,5%, zużycie w tym czasie rosło o prawie 7% rocznie i zwiększyło się o ponad 230 mln ton.

Rozwój produkcji krajowej ograniczany jest przez szereg czynników, z których do najważniejszych należy konieczność przesiedlania ludzi i wycinanie lasów. Około połowy zasobów węgla w Indiach znajduje się na terenach, które – w opinii tamtejszego ministerstwa ds. środowiska i lasów – powinny pozostać wyłączone z działalności górniczej. Przedstawiciele przemysłu uważają natomiast, że bez rozwoju wydobycia węgla niemożliwe będzie utrzymanie wysokiego wzrostu PKB, biorąc pod uwagę, że 70% energii pierwotnej w bilansie kraju pochodzi z węgla.

Najważniejszym w regionie Azji i Pacyfiku źródłem zasilania dla rynku indyjskiego jest Indonezja, która ma ogromny potencjał rozwoju produkcji i eksportu. Rośnie też rola dostaw z RPA. Z obu tych krajów pochodzi obecnie prawie 97% importu węgla energetycznego do Indii.

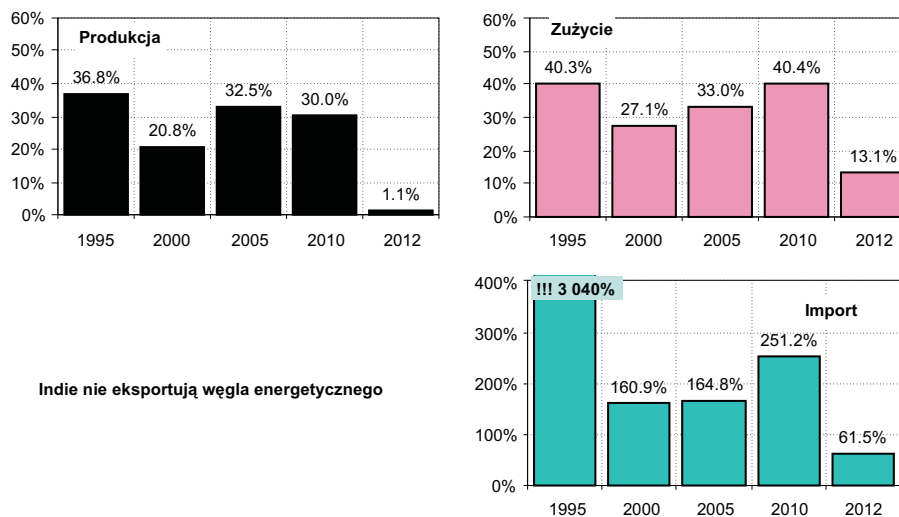
Dynamikę rozwoju produkcji, zużycia i importu przedstawia rysunek 4.5 (zmiany obliczono dla takich interwałów czasowych, jak pokazane na rysunku 4.4, tzn. dla roku 1995 rokiem odniesienia był 1990, a dla 2012 – rok 2010). Wybrane dane liczbowe zestawiono w tabeli 4.3.

W Indiach duży wpływ na produkcję i import ma pora roku i związana z nią pogoda. W porze deszczowej zdecydowanie zmniejsza się wydobycie w kopalniach odkrywkowych. Okres szczytowego wydobycia zaczyna się zwykle w połowie grudnia. W związku z monsunami i sztormami zwykle od maja do września ruch w wielu portach w Indiach jest mocno ograniczony. Ze względu na tę nieregularność narastają problemy transportowe: braki wagonów oraz zatłoczenie portów.



Rys. 4.4. Rozwój produkcji i zużycia oraz importu węgla energetycznego w Indiach w latach 1990–2012
Źródło: opracowanie własne na podstawie (IEA – Coal Information 2010, 2013)

Fig. 4.4. Development of production and consumption, and imports of steam coal in India in the years 1990–2012



Rys. 4.5. Dynamika zmian produkcji i zużycia oraz importu węgla energetycznego w Indiach w latach 1990–2012

Źródło: opracowanie własne na podstawie (IEA – Coal Information 2010, 2013)

Fig. 4.5. Dynamics of production and consumption, and imports of steam coal in India in the years 1990–2012

Udział Indii w światowym handlu węglem energetycznym

W ostatnich latach Indie stały się trzecim na świecie importerem węgla energetycznego (jeszcze w 2005 roku zajmowały piątą pozycję). Większość wzrostu importu węgla pochodzi od wytwórców energii.

Import węgla energetycznego do Indii stanowi już ponad 17% światowego handlu tym węglem. Głównymi dostawcami są Indonezja i RPA. W 2005 roku z Indonezji pochodziło prawie 14 mln importu, a z RPA – około 3 mln ton. Nieznacznie więcej węgla (o 100 tys. ton)

Tabela 4.3

Indie – produkcja, zużycie, eksport i import węgla energetycznego w latach 2005–2012

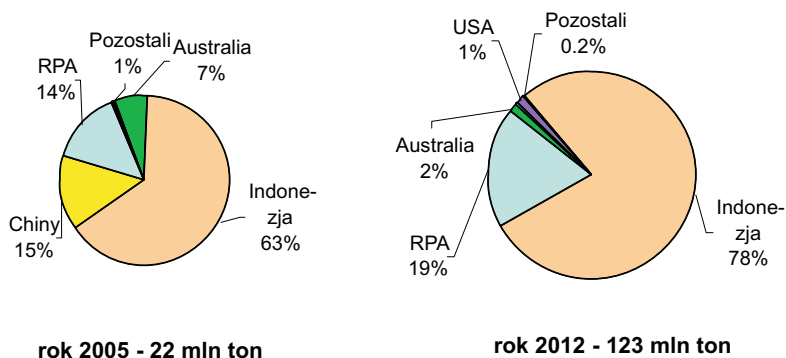
Table 4.3

India – production, consumption, export and import of steam coal in the years 2005–2012

Wyszczególnienie	Jedn.	2005	2010	2012
Produkcja	mln ton	383,5	498,6	504,3
udział w produkcji światowej	%	8,8	11,1	11,0
Zużycie	mln ton	394,2	553,6	625,9
udział w zużyciu światowym	%	9,0	12,4	13,5
Eksport	mln ton	–	–	–
Import	mln ton	21,7	76,2	123,0
udział importu w zużyciu krajowym	%	5,5	13,8	19,7
udział w imporcie światowym	%	3,6	11,4	17,3

Źródło: opracowanie własne na podstawie (IEA – Coal Information 2010, 2013)

zaimportowano wówczas z Chin, a z Australii – około 1,4 mln ton. Z czasem dominacja Indonezji – jako głównego dostawcy węgla energetycznego do Indii – powiększała się. W 2012 import z tego kraju wyniósł prawie 96 mln ton (78%), a z RPA – 23 mln ton. Pojawiła się też pewna ilość (ok. 1,8 mln ton) węgla z USA. Strukturę dostaw węgla z importu przedstawia rysunek 4.6.



Rys. 4.6. Główni dostawcy węgla energetycznego do Indii w latach 2005 i 2012
 Źródło: opracowanie własne na podstawie (IEA – Coal Information 2010, 2013)

Fig. 4.6. Major suppliers of steam coal to India in 2005 and 2012

Dostawy z Chin straciły na znaczeniu, gdyż eksport z tego kraju wydatnie się zmniejszył. Natomiast eksporterzy z RPA – przy znaczącym spadku zapotrzebowania w Europie – znaleźli w Indiach chłonny rynek dla swojego surowca.

Import węgla jest konieczny ze względu na niedobory produkcji krajowej, zarówno pod względem ilościowym, jak i jakościowym. Przedmiotem importu, zwłaszcza spoza Indonezji, jest węgiel wysokokaloryczny, przeznaczony dla nowych elektrowni, bądź wykorzystywany do sporządzania mieszanek z węglem krajowym o niskiej jakości.

Jednak węgiel importowany jest dla indyjskich producentów energii znacznie bardziej kosztowny niż węgiel krajowy. Biorąc pod uwagę, że ceny energii są w Indiach regulowane, wzrost kosztów wytwarzania (ze względu na wysokie ceny paliwa) przyczynił się do znacznych strat finansowych producentów energii. W celu zrekompensowania tej straty władze indyjskie odstąpiły od pobierania 5% cła na import węgla, co najmniej do roku 2014, co będzie zachęcać do importu węgla. Biorąc pod uwagę niepewną dostępność węgla dla inwestorów w energetyce, CIL zgodził się na zawieranie preferencyjnych umów na dostawy paliwa (FSAs – *Fuel Supply Agreements*) z krajowymi elektrowniami. Umowy FSAs gwarantują 80% dostaw węgla dla elektrowni istniejących oraz tych, które mają być oddane do połowy 2015 roku (IEA – *Coal Medium 2012*). Do największych indyjskich firm handlujących węglem należą m.in.: Adani, Bhatia i Coal and Oil.

Ceny węgla energetycznego

Brak jest danych na temat cen węgla na rynku krajowym w Indiach. W handlu międzynarodowym we wrześniu 2010 roku pojawiły się indeksy cen *spot* węgla w dostawie do Indii, na bazie CFR (*cost&freight*) w portach wschodniego i zachodniego wybrzeża. Ceny te są miarą poziomu cen w imporcie do Indii. Poniższe zestawienie przedstawia porównanie tych indeksów z cenami węgla w eksporcie z RPA (spot FOB RB – w porcie Richards Bay) oraz z Indonezji (spot FOB Kalimantan). Wszystkie wartości – uśrednione do średnich rocznych – podano w USD/tonę węgla o kaloryczności około 25 MJ/kg.

	FOB RB	CFR India West	CFR India East	FOB Kalimantan
2010*	99	114,7	116,5	89,8
2011	116,3	134,3	136,9	104,4
2012	92,9	108,8	110,4	83,1
2013**	79,4	93	93,6	74,6

* Od września 2010.

** Oo października 2013.

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

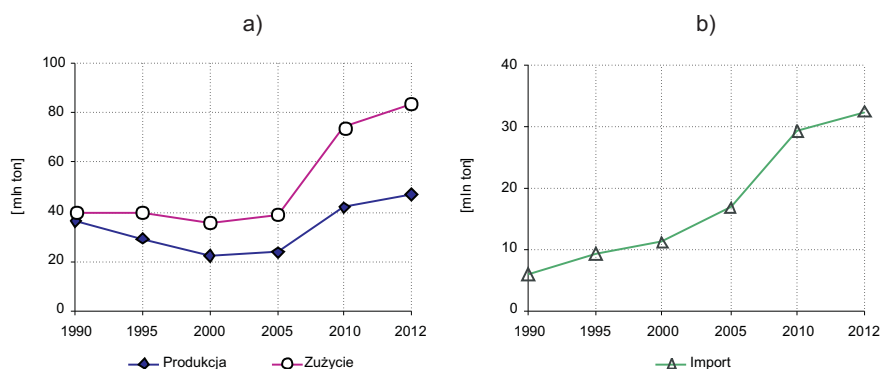
4.5. Węgiel koksowy

Udział węgla koksowego w zasobach węgla w Indiach kształtuje się na poziomie około 12%, a najbogatsze w ten typ węgla jest zagłębie Jharia w stanie Jharkhand. Węgiel indyjski charakteryzuje się bardzo wysoką zawartością popiołu (nawet po wzbogaceniu w koncentracie pozostaje 17–20% popiołu). Tylko niewielka ilość krajowej produkcji

może być klasyfikowana jako węgiel koksowy dobrej jakości, toteż około 70% zapotrzebowania koncernów stalowych (np. SAIL) pokrywane jest importem, głównie węgla koksowego typu *hard*.

Około 25 mln ton krajowego węgla koksowego jest wykorzystywane w przemyśle hutniczym, w tym tylko część stanowi węgiel wzbogacony. Obecnie produkcja koncentratu węgla koksowego wynosi 7 mln ton (Coal India: 3,89 mln ton, SAIL: 0,54 mln ton, Tata Steel: 2,6 mln ton) mimo, że zdolności produkcyjne istniejących zakładów przerobczych wynoszą około 30 mln ton. Jednak zakłady są stare, a na ich produktywność wpływają również duże wahania w jakości węgla surowego (Sachdev 2013).

Wielkości i dynamikę zmian produkcji, zużycia i importu (w takim samym schemacie jak dla węgla energetycznego) pokazują wykresy na rysunkach 4.7 i 4.8, natomiast wybrane dane liczbowe zestawiono w tabeli 4.4.



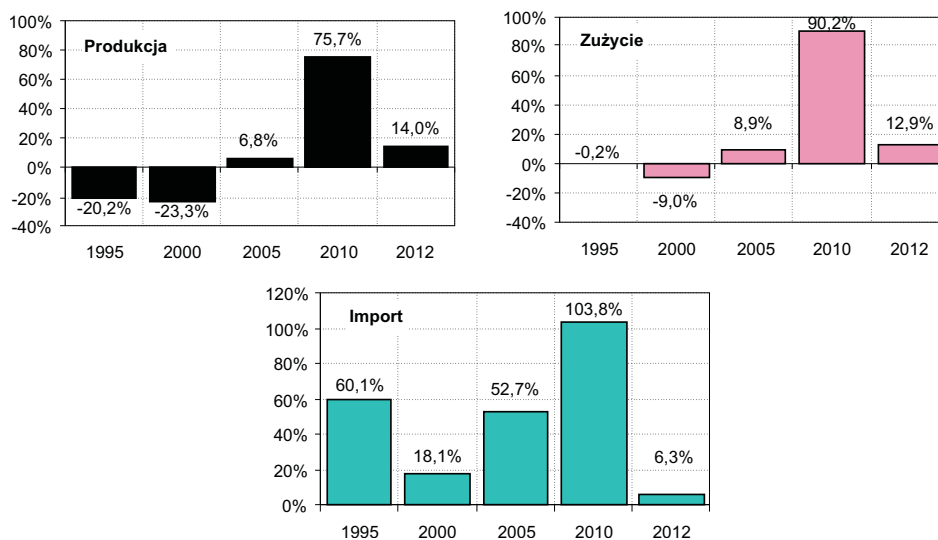
Rys. 4.7. Rozwój produkcji i zużycia (a) oraz importu (b) węgla koksowego w Indiach w latach 1990–2012
Źródło: opracowanie własne na podstawie (IEA – Coal Information 2010, 2013)

Fig. 4.7. Development of production and consumption (a), and imports (b) of coking coal in India in the years 1990–2012

Największym producentem węgla koksowego jest koncern Coal India Limited (CIL), który w latach 2008–2012 zwiększył produkcję surowego węgla koksowego z 26 mln ton do ponad 43 mln ton (prawie o 66%). Udział węgla koksowego w produkcji koncernu wzrósł z 7 do prawie 10% (www.coal.nic.in/annrep).

Zestawione dane (na podstawie IEA – Coal Information 2013) pokazują od 2005 r. znaczny wzrost produkcji węgla koksowego w Indiach, jednak w produkcji tej udział węgla spełniającego wymagania branży stalowej malał – z 23 mln ton w roku 2008 do 22 mln ton w latach 2011–2012. Część węgla klasyfikowana jako koksowy używana jest w energetyce i innych sektorach przemysłowych. Produkcja krajowego węgla koksowego typu *hard* (*prime coking coal*) w Indiach wynosi zaledwie około 2,3–2,5 mln ton rocznie (Sachdev 2013).

Rosnące od 2004 roku zapotrzebowanie na węgiel koksowy wynikało z dynamicznie rozwijającej się produkcji hutniczej – w latach 2005–2012 produkcja surówki żelaza (*pig*



Rys. 4.8. Dynamika zmian produkcji i zużycia oraz importu węgla koksowego w Indiach w latach 1990–2012
 Źródło: opracowanie własne na podstawie (IEA – Coal Information 2010, 2013)

Fig. 4.8. Dynamics of production and consumption, and imports of coking coal in India in the years 1990–2012

Tabela 4.4

Indie – produkcja, zużycie i import węgla koksowego w latach 2005–2012

Table 4.4

India – production, consumption and import of coking coal in the years 2005–2012

Wyszczególnienie	Jedn.	2005	2010	2012
Produkcja	mln ton	23,6	41,4	47,2
udział w produkcji światowej	%	3,6	4,5	4,8
Zużycie	mln ton	39,0	74,3	83,8
udział w zużyciu światowym	%	6,1	8,4	8,6
Import	mln ton	16,9	34,4	36,6
udział importu w zużyciu krajowym	%	43,3	46,4	43,6
udział w imporcie światowym	%	8,6	13,3	12,9

Źródło: opracowanie własne na podstawie (IEA – Coal Information 2013)

iron) wzrosła z 27 do 48 mln ton (o 77%) (www.worldsteel.org). W tym czasie produkcja stali surowej zwiększyła się o prawie 70% (z 45,8 do 77,6 mln ton). Zużycie węgla w przemyśle hutniczym wynosi około 10% zużycia węgla w Indiach (*steel* – 7%, *sponge iron* – 3%) (www.coal.nic.in/annrep).

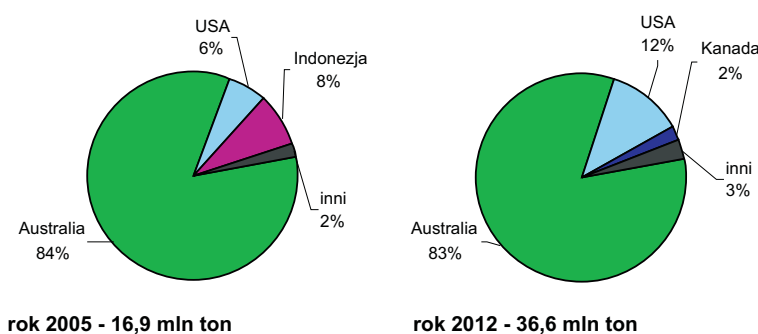
Udział Indii w światowym handlu węglem metalurgicznym

Indie zajmują trzecią pozycję (po Japonii i Chinach) w rankingu światowych importerów węgla metalurgicznego. Udział Indii w światowym imporcie wzrósł z 8,6% w roku 2005 do 12,9% w 2012 r.

Od lat dominującym eksporterem na rynek indyjski jest Australia (z udziałem ponad 80%), która ze względu na położenie geograficzne ma znacznie niższy koszt frachtu w przewozach morskich w porównaniu z dostawcami z USA czy Kanady.

Indyjski koncern Gujarat NRE Coke zakupił udziały w dwóch kopalniach w Australii (w NSW), które od 2015 r. będą produkowały około 6 mln ton/rok węgla koksowego (w 2012 r. 1,43 mln ton). Również inne indyjskie koncerny (jak Tata i Mittal) są zainteresowane inwestowaniem w surowce zarówno w Australii, jak też w innych krajach (Mozambik, Indonezja). Ponadto w poszukiwaniu węgla tańszego niż australijski czy kanadyjski koncerny indyjskie nawiązują kontakty z Rosją.

Wielkość importu i strukturę dostawców do Indii w latach 2005 i 2012 pokazuje diagram na rysunku 4.9.



Rys. 4.9. Główni dostawcy węgla koksowego do Indii w latach 2005 i 2012
Źródło: opracowanie własne na podstawie (IEA – Coal Information 2010, 2013, ICR)

Fig. 4.9. Major suppliers of coking coal to India in 2005 and 2012

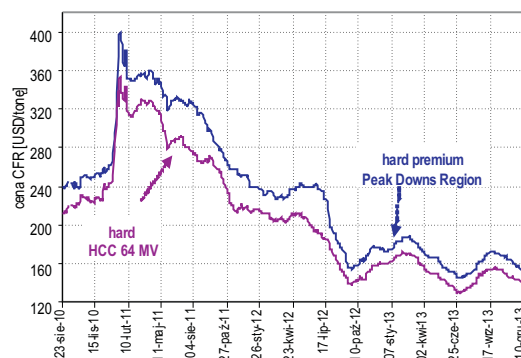
Planowany wzrost mocy produkcyjnych stali w Indiach napędzi popyt na węgiel koksowy w nadchodzących latach. Indie mogą się stać największym singlowym importerem węgla metalurgicznego.

Popyt na węgiel importowany w 2020 r. może wzrosnąć do 50–60 mln ton w związku z uruchomieniem nowych mocy produkcyjnych stali. Przykładowo, koncern SAIL planuje zwiększenie produkcji stali do 18 mln ton w roku 2014, co zwiększy import węgla o 3 mln ton (do 13 mln ton).

Ceny węgla koksowego

Indie obok Chin są ważnym uczestnikiem handlu węglem na rynku azjatyckim. W handlu międzynarodowym od września 2010 roku pojawiły się indeksy cen *spot* węgla koksowego

w dostawach do Indii, na bazie CFR (*cost&freight*) w portach wschodniego i zachodniego wybrzeża. Wykres na rysunku 4.10 pokazuje poziom cen w imporcie do Indii australijskiego węgla koksowego *hard premium* i *hard* w okresie od września 2010 r. do października 2013 r.



Rys. 4.10. Ceny australijskiego węgla koksowego typu hard w imporcie do Indii
Źródło: opracowanie własne na podstawie (CTI, ICR)

Fig. 4.10. Australian hard coking coal prices to import to India

4.6. Rola węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej w Indiach

Indie mają około 211 gigawatów (GW) zainstalowanych mocy wytwórczych energii elektrycznej, głównie w elektrowniach opalanych węglem (57%). W energetyce ciepłej uzupełnieniem dla węgla w produkcji energii elektrycznej jest gaz ziemny (ok. 8% mocy zainstalowanej). Kraj w coraz większym stopniu wykorzystuje gaz importowany (w postaci skroplonej LNG). Import LNG z Kataru rozpoczął się w 2004 r., a w roku 2011 Indie stały się szóstym największym na świecie importerem LNG. Indyjskie firmy zaczęły inwestować w instalacje do regazyfikacji, aby sprostać rosnącemu popytowi.

Moce w elektrowniach węglowych i gazowych są skupione w zachodniej – najbardziej zaludnionej – części kraju, zwłaszcza w Maharashtra i Gujarat. W najbogatszym stanie Maharashtra (którego stolicą jest Bombaj, największe w kraju miasto) znajduje się 13% zdolności wytwórczych krajowej energetyki (EIA – India... 2013).

Energia wodna jest drugim największym źródłem energii elektrycznej, stanowiąc prawie 20% mocy zainstalowanej i generując około 15% energii elektrycznej.

Indie cierpią na poważne braki energii elektrycznej, a znaczna część kraju nie ma wcale dostępu do energii elektrycznej. Średnio w kraju dostęp do energii elektrycznej ma tylko około 70–75% gospodarstw domowych (w miastach – 94%), jednakże na wsi elektryfikacja obejmuje tylko 60% gospodarstw domowych. W 2005 roku rząd rozpoczął 5-letni program inwestycyjny elektryfikacji obszarów wiejskich. Choć w wyniku programu udało się zelektryfikować wiele obszarów, to dostawy prądu są często przerywane i zagrożenie *blackout*-em utrzymuje się. Występują również poważne braki w sieciach przesyłowych.

Z powodu braku dostaw paliw spadają wskaźniki wykorzystania mocy w elektrowniach. Zapasy węgla w elektrowniach często wystarczają na zaledwie kilka dni pracy. Zakłócenia w regularnych dostawach paliw do elektrowni są główną przyczyną przerw w produkcji energii elektrycznej w Indiach. Według CEA (*Central Electricity Authority*), z powodu wymuszonych przerw w wytwarzaniu (ze względu na brak paliwa i awarie sprzętowe) w 2011 roku rzeczywiste moce wytwórcze były mniejsze o ponad 11%. Około 60% przymusowych wyłączeń trwało poniżej 24 godzin, choć niektóre trwały nawet ponad 25 dni (EIA – India... 2013).

Największy w historii Indii *blackout* wystąpił pod koniec lipca 2012 r. Przerwy w dostawie prądu dotknęły połowę kraju. Dwukrotnie w ciągu 36 godzin nastąpił całkowity brak zasilania na trzech głównych liniach energetycznych (w regionie północnym, północno-wschodnim i wschodnim), powodując totalny chaos w transporcie kolejowym i lotniczym. Przerwane zostały dostawy wody w miastach, bez prądu były szpitale i urzędy oraz połowa ludności cywilnej. Za główny powód przeciążenia linii północnej uznano nadmierny pobór prądu w położonych tam regionach rolniczych.

Mimo dużych inwestycji w energetyce w ostatnich latach, w okresach szczytowego zapotrzebowania występuje kilkuprocentowy deficyt mocy w systemie. W niektórych stacjach na północy od kilku lat nie oddano żadnych nowych mocy w energetyce.

Podstawowe informacje o pozycji węgla w energetyce Indii zamieszczono w tabeli 4.5.

Tabela 4.5

Pozycja węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej w Indiach

Table 4.5

Position of coal in electricity generation in India

Wyszczególnienie	Jedn.	Rok		Zmiana 2005–2011		Udział w świecie w 2011 r. [%]
		2005	2011	w jedn. nat.	%	
Ludność	mln	1095	1241	146	13	5
Produkcja energii elektrycznej	TWh	699	1 052	353	51	3
w tym z węgla	TWh	480	715	235	49	5
udział en.el. z węgla	%	69	68			
Zużycie energii elektrycznej	TWh	526	835	309	59	18
na mieszkańca	kWh/capita	480	673	193	40	7

Uwaga: węgiel – łącznie: w. kamienny i w. brunatny

Źródło: opracowanie własne na podst. (IEA – KWES 2007, 2013)

5. Australia

5.1. Informacje ogólne

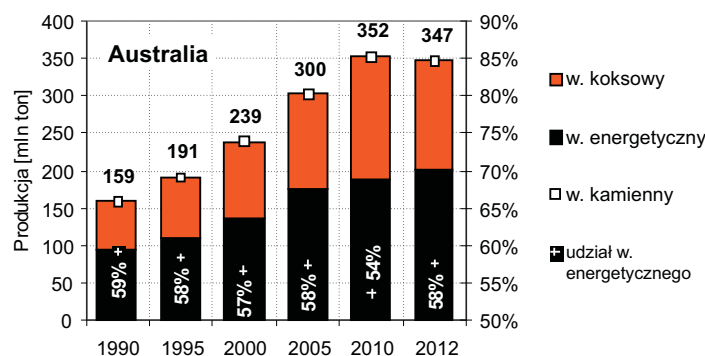
Australia jest krajem bogatym w surowce. Jest czwartym na świecie producentem węgla kamiennego (po Chinach, Stanach Zjednoczonych i Indiach) i drugim jego największym eksporterem, posiada też czwarte co do wielkości zasoby węgla (według WEC, BP 2013). Przez ponad 25 lat Australia była największym eksporterem węgla kamiennego. Ten prymat utraciła w 2011 roku na rzecz Indonezji (eksportującej praktycznie tylko węgiel energetyczny), utrzymała natomiast pozycję lidera (od 1990 r.) w eksporcie węgla koksowego.

Australia jest importers netto ropy naftowej i produktów jej rafinacji, choć także eksportuje znaczne ilości paliw ropopochodnych (głównie ze złóż położonych na północy kraju). W 2012 roku stała się natomiast trzecim światowym eksporterem skroplonego gazu ziemnego (LNG). Kraj posiada największe na świecie udokumentowane zasoby uranu (31% zasobów światowych) i jest trzecim największym producentem i eksporterem uranu dla elektrowni jądrowych.

Węgiel kamienny odgrywa bardzo ważną rolę w gospodarce australijskiej – pod względem przychodów jest drugim towarem eksportowym Australii (za rudą żelaza). Wydobycie węgla kamiennego prowadzone jest przede wszystkim w dwóch stanach: Queensland i Nowa Południowa Walia (NSW), z których łącznie pochodzi 97% produkcji krajowej. Ponad trzy czwarte produkcji węgla pochodzi z kopalń odkrywkowych. Większość węgla koksowego produkowana jest w Queensland, a w NSW dominuje produkcja węgla energetycznego. Australia produkuje też węgiel brunatny – około 60–70 mln ton rocznie (96% zasobów znajduje się w stanie Wiktoria), który jest przede wszystkim zużywany lokalnie, w produkcji energii elektrycznej (EIA – Australia... 2013).

Rysunek 5.1 ilustruje rozwój produkcji węgla kamiennego w Australii w latach 1990–2012, w podziale na węgiel energetyczny i koksowy (liczby wyrażają sumaryczną produkcję węgla kamiennego; w procentach podano udział węgla energetycznego w produkcji ogółem).

W latach pięćdziesiątych XX w. większość produkcji pochodziła z NSW i praktycznie cała sprzedaż węgla trafiała na rynek krajowy. Sukcesywnie jednak rosła produkcja węgla koksowego i rozwijał się eksport. Kolejne 25 lat to okres szybkiego wzrostu produkcji węgla w Australii – dzięki intensywnemu rozwojowi technologii i mechanizacji górnictwa oraz szybkiego wzrostu zapotrzebowania na węgiel koksowy w Japonii. Udział eksportu w pro-



Uwaga: udział węgla koksowego – uzupełnienie do 100%

Rys. 5.1. Rozwój produkcji węgla kamiennego w Australii w latach 1990–2012
 Źródło: opracowanie własne na podstawie (IEA – Coal Information 2010, 2013)

Fig. 5.1. Development of hard coal production in Australia, in the years 1990–2012

dukcji węgla kamiennego wzrósł z 9% w 1960 do 70% w roku 1986, a obecnie wynosi prawie 87%. Od lat osiemdziesiątych większość eksportu węgla pochodzi z Queensland.

Od tamtych czasów do dziś największym odbiorcą australijskiego węgla w eksporcie jest Japonia: trafia tam obecnie około 37% eksportu węgla kamiennego z Australii, a w strukturze importu do Japonii węgiel z Australii stanowi aż 63% (IEA – Coal Information 2013).

Pomiędzy japońskimi użytkownikami węgla importowanego z Australii (huty, elektrownie) a australijskimi producentami tego węgla od wielu lat istnieją silne powiązania – nie tylko handlowe, ale też kapitałowe (wiele japońskich firm posiada udziały w australijskich kopalniach).

Początkowo japońscy klienci i australijscy dostawcy węgla zawierali długoterminowe umowy, nawet na 10–15 lat. Dla japońskich odbiorców najważniejsza była gwarancja pewnych dostaw (cena była elementem wtórnym). Australijscy producenci zyskiwali pewność dochodów, pokrywających koszty produkcji oraz finansowanie kapitałowe dla nowych projektów wydobywczych. Uzgadniano również zasady, pozwalające na korekty cen w czasie trwania kontraktu. Z czasem reguły wyceny kontraktów terminowych zostały zmienione, a warunki dostaw (jak ceny, ilość i jakość węgla) negocjowano corocznie. Obecnie sposób ustalania cen dla węgla energetycznego różni się od reguł stosowanych dla węgla koksowego.

Znaczącą rolę w przemyśle węglowym Australii odgrywają międzynarodowe firmy, takie jak BHP Billiton, Anglo American, Rio Tinto i Xstrata. Te firmy, zwane „Wielką Czwórką”, od ponad 10 lat odpowiadają za większość produkcji i eksportu węgla w Australii. Ich pozycja w przemyśle węglowym wzrosła głównie poprzez przejęcia, dokonane w latach 1997–2002. Największe przejęcia wynikały z nabycia aktywów węglowych w Australii od firm z sektora naftowego (jak Shell, Arco czy Exxon, które w latach wcześniejszej prosperity weszły w biznes węglowy), jak również od amerykańskich firm górniczych Peabody Coal i Coal and Allied.

Przejęcia te miały miejsce w czasie, gdy ceny węgla i innych surowców były niskie i nie spodziewano się ich wzrostu w przewidywalnej przyszłości. Był to również czas, gdy na świecie głośny stał się problem globalnego ocieplenia (Protokół Kioto – 1997 r.) i zaczęto zwracać uwagę na emisje CO₂ z elektrowni opalanych węglem. Główne koncerny naftowe zdecydowały wówczas, że najlepiej dla nich będzie skupić swą działalność na tych paliwach kopalnych, które miały mniejszą ekspozycję na politykę zmian klimatu.

Po tych akwizycjach, udział „Wielkiej Czwórki” w produkcji węgla kamiennego w Australii osiągnął 64% w 2002 r., a w 2006 wzrósł do 84% (Lucarelli 2011).

5.2. Zasoby węgla kamiennego

Węgiel kamienny występuje we wszystkich stanach Australii, lecz – podobnie jak w produkcji węgla – największe udziały w zasobach mają stany: Queensland (59% zasobów udokumentowanych, możliwych do ekonomicznego wydobycia) i Nowa Południowa Walia (26%).

Rządowa służba geologiczna – Geoscience Australia – szacuje ekonomiczne zasoby węgla kamiennego w Australii (EDR – *Recoverable Economic Demonstrated Resources*) na 57,5 mld ton, a węgla brunatnego – na 44,2 mld ton (stan na koniec 2011 r., www.ga.gov.au). Nieco inne wielkości – ze względu na różnice metodologiczne klasyfikacji zasobów – podaje WEC (World Energy Council, w: BP 2013): zasoby węgla bitumicznego i antracytu szacowane są na 37,1 mld ton, a węgla sub-bitumicznego i brunatnego (lignitu) – na 39,3 mld ton. Taka ilość zasobów daje Australii czwarte miejsce w świecie (po USA, Rosji i Chinach), z udziałem około 9%. Natomiast według klasyfikacji australijskiej – kraj zajmowałby piątą pozycję w światowym rankingu zasobów – łącznie węgla kamiennego i brunatnego, z udziałem 6% (czwarte miejsce przypadałoby Indiom).

W Nowej Południowej Walii węgiel kamienny jest wydobywany na wschodnich i zachodnich krańcach basenu Sydney-Gunnedah (30% zasobów Australii), gdzie pokłady zalegają stosunkowo płytko. Po zachodniej stronie jednak większość produkcji pochodzi z podziemnych kopalń. Po wschodniej stronie basenu znajduje się zagłębie Hunter Valley, gdzie produkuje się głównie węgiel energetyczny oraz węgiel koksowy typu *soft*; wiele tamtejszych kopalń to kopalnie odkrywkowe. W NSW wyróżnia się jeszcze Zagłębie Południowe, gdzie produkuje się głównie węgiel koksowy, oraz Zagłębie Zachodnie (na zachód od Newcastle) – gdzie wydobywa się przede wszystkim węgiel energetyczny.

W Queensland większość produkcji to węgiel koksowy z przeznaczeniem na eksport, a najzasobniejsze złoża znajdują się w Basenie Bowen (35% zasobów). Węgiel energetyczny wydobywany jest w kopalniach leżących bliżej Brisbane, w części również z przeznaczeniem na eksport. Znaczne zasoby węgla występują w zagłębiu Surat na południu stanu Queensland (11% zasobów, głównie energetycznego) oraz w zagłębiu Galilee (8%) – w centralnej części stanu.

Mapka na rysunku 5.2 przedstawia orientacyjne położenie złóż węgla kamiennego w Australii oraz ważniejsze porty eksportowe.



Rys. 5.2. Główne zagłębia węgla kamiennego w Australii oraz ważniejsze porty
 Źródło: opracowanie własne na podstawie (Walker 2000, RWE 2007)

Fig. 5.2. Main hard coal production regions in Australia and major coal ports

5.3. Zagadnienia transportu węgla

Wskutek szybkiego rozwoju produkcji i eksportu węgla konieczna była rozbudowa infrastruktury transportu kolejowego. Stany Queensland i Nowej Południowej Walii (NSW) zbudowały rozległe sieci kolejowe z kopalń do portów. Zbudowano także linie, dostarczające węgiel do elektrowni w każdym stanie. W tamtym czasie, systemy kolejowe NSW i Queensland były własnością rządów stanów, na których terenie się znajdowały.

Po wielu latach i licznych przekształceniach organizacyjnych i własnościowych, w stanie NSW głównym operatorem kolejowym jest spółka Pacific National Rail (PRN), obsługująca obecnie ponad 90% przewozów węgla w NSW. Jest to spółka prywatna, notowana na australijskiej giełdzie. W stanie Queensland proces prywatyzacji przebiegał wolniej i z większymi oporami. W 2010 roku rząd stanowy podzielił spółkę Queensland Rail National na dwie części. Nowa spółka, pod nazwą QR National Limited, została sprywatyzowana przez giełdę w 2010 roku, a w 2012 r. zmieniła nazwę na Aurizon. Jest największą spółką kolejową w kraju, obsługującą przede wszystkim przewozy węgla, ale też rudy żelaza i innych surowców. Operuje głównie na terenie stanu Queensland (gdzie obsługuje cztery ważne linie kolejowe łączące kopalnie węgla z portami), lecz także w innych stanach.

Eksport węgla jest obsługiwany przez dziewięć głównych portów i terminali eksportowych węgla zlokalizowanych w Queensland i NSW (tab. 5.1). W 2009 roku te terminale miały łącznie około 360 mln ton zdolności przeładunkowej (EIA – Australia 2013). Dzięki wielkim inwestycjom (m.in budowa nowego terminalu w okolicach Newcastle oraz rozbudowa Abbot Point) zdolności te powiększyły się do 428 mln ton/rok (IEA – Coal Medium 2012).

Tabela 5.1

Zdolności przeładunkowe australijskich portów węglowych w eksporcie (stan na koniec 2011 r.) [mln ton/rok]

Table 5.1

Australian port capacity available for coal export (end of 2011) [Mtpa]

Stan	Port	mln ton/rok
New South Wales (NSW)	PWCS Newcastle (z terminalami: Kooragang i Carrington)	133
	NCIG (Newcastle Coal Infrastructure Group)	30
	Port Kembla	15
Queensland	Abbot Point	50
	Brisbane	10
	Dalrymple Bay	68
	Hay Point	44
	Gladstone	78
Razem		428

Źródło: IEA – Coal Medium 2012

Dwa największe aglomeraty portowe – Newcastle (NSW) i Gladstone (Queensland) – stały się światowej klasy portami już w latach osiemdziesiątych. Port Newcastle, który od 2010 r. jest największym na świecie portem eksportu węgla, ma najdłuższą historię ze wszystkich dużych portów Australii (jego początki sięgają 1799 roku). Port Gladstone jeszcze w latach pięćdziesiątych XX w. wykorzystywany był głównie do wysyłki na eksport bydła i innych produktów rolnych (Lucarelli 2011).

Dzięki rozbudowie infrastruktury portowej ten element w łańcuchu eksportu węgla z Australii nie powinien stanowić przeszkody w terminowej ekspedycji statków. W przeszłości, zwłaszcza w latach 2007–2009, statki często musiały czekać w długich kolejkach na załadunek. Liczba oczekujących statków nierzadko przekraczała pięćdziesiąt, a czas oczekiwania wynosił kilkanaście lub więcej dni. Powodem przestoju w portach australijskich często bywa też pogoda. Okresowo bowiem (najczęściej na przełomie roku) Australię nawiedzają sztormy, huraganowe wiatry i ulewy, utrudniające lub wręcz uniemożliwiające operacje portowe. Takie warunki pogodowe utrudniają również wydobywanie węgla w kopalniach odkrywkowych, zlokalizowanych w większości w niezbyt dużych odległościach od wybrzeża.

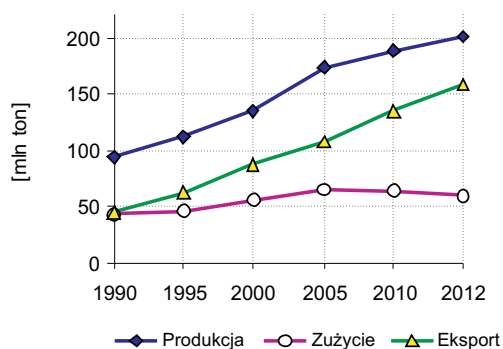
5.4. Węgiel kamienny energetyczny

Węgiel energetyczny stanowi ponad połowę produkcji węgla kamiennego w Australii. Jeszcze w 1990 roku ponad połowa produkcji węgla energetycznego była zużywana na

potrzeby krajowe. Jednak w następnych latach, choć konsumpcja krajowa rosła, zdecydowanie szybciej rosła produkcja i eksport. Szczytowe zużycie węgla na rynku krajowym miało miejsce w połowie pierwszej dekady XXI w. Podstawowym kierunkiem wykorzystania węgla energetycznego jest produkcja energii elektrycznej – w Australii wytwarza się z tego surowca średnio około 50% energii elektrycznej, lecz np. w stanie NSW – nawet około 90%.

Podstawowym celem zwiększania produkcji węgla energetycznego jest jego eksport. Rozwój eksportu w ostatnich latach stymulowany był przez wysokie zapotrzebowanie na ten surowiec na rynkach azjatyckich – u stałych odbiorców, czyli w Korei Południowej, Japonii i Tajwanie, ale przede wszystkim w Chinach, które w szybkim tempie stały się drugim – pod względem ilości – rynkiem eksportowym dla australijskiego węgla energetycznego. Warto wspomnieć, że kraje te – za wyjątkiem Japonii – nie doświadczyły recesji w związku z globalnym kryzysem gospodarczym, utrzymując relatywnie wysokie zapotrzebowanie na energię.

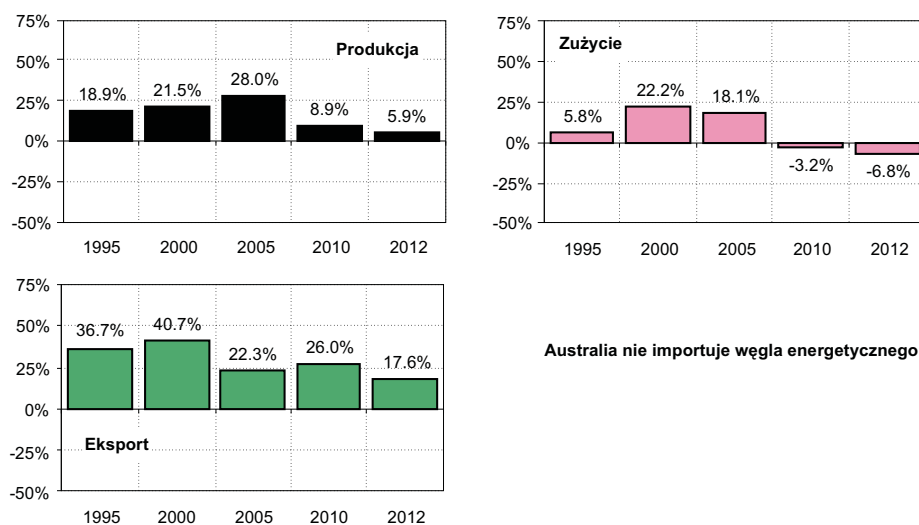
Rozwój produkcji i zużycia oraz eksportu węgla energetycznego w Australii w latach 1990–2012 przedstawia rysunek 5.3, a dynamikę zmian tych wielkości rysunek 5.4 (zmiany obliczono dla takich interwałów czasowych, jak pokazane na rysunku 5.3, tzn. dla roku 1995 rokiem odniesienia był 1990, a dla 2012 – rok 2010). Wybrane dane liczbowe zestawiono w tabeli 5.2.



Rys. 5.3. Rozwój produkcji i zużycia oraz eksportu węgla energetycznego w Australii w latach 1990–2012
Źródło: opracowanie własne na podstawie (IEA – Coal Information 2010, 2013)

Fig. 5.3. Development of production, consumption, and exports of steam coal in Australia in the years 1990–2012

Osiągnięcie tak wysokiego wzrostu produkcji i eksportu było możliwe dzięki budowie nowych kopalń i znaczącej poprawie infrastruktury transportowej (koleje, porty). Australijscy producenci mogli podjąć te inwestycje, gdyż – dzięki wysokiemu popytowi na rynkach azjatyckich – ceny węgla energetycznego przez długi czas utrzymywały się na wysokim poziomie.



Rys. 5.4. Dynamika zmian produkcji i zużycia oraz eksportu węgla energetycznego w Australii w latach 1990–2012

Źródło: opracowanie własne na podstawie (Coal Information 2010, 2013)

Fig. 5.4. Dynamics of production, consumption, and exports of steam coal in Australia in the years 1990–2012

Tabela 5.2

Australia – produkcja, zużycie i eksport węgla energetycznego w latach 2005–2012

Table 5.2

Australia – production, consumption, and export of steam coal in the years 2005–2012

Wyszczególnienie	Jedn.	2005	2010	2012
Produkcja	mln ton	171,7	189,4	200,3
udział w produkcji światowej	%	3,9	3,6	3,4
Zużycie	mln ton	64,6	61,9	59,7
udział w zużyciu światowym	%	1,5	1,2	1,0
Eksport	mln ton	107,4	135,4	159,2
udział eksportu w produkcji krajowej	%	61,9	71,6	79,5
udział w eksporcie światowym	%	19,4	17,2	16,5

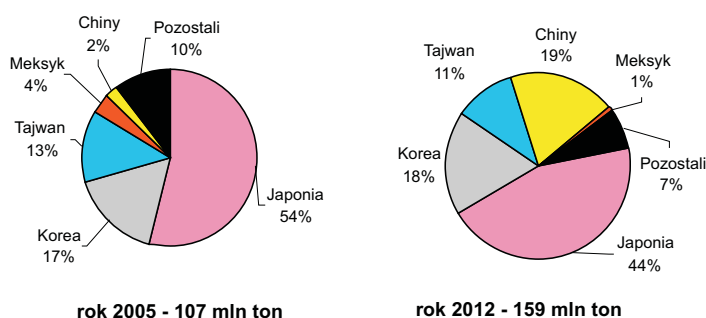
Źródło: opracowanie własne na podstawie (Coal Information 2010, 2013)

Udział Australii w światowym handlu węglem energetycznym

Australia jest obecnie drugim w świecie eksporterem węgla energetycznego (w 2011 roku wyprzedziła ją Indonezja). Naturalnym rynkiem zbytu dla węgla z Australii są kraje azjatyckie. Ze względu na duże odległości i związane z tym koszty transportu morskiego, węgiel energetyczny z Australii nie trafiał nigdy do Europy w zbyt dużych ilościach.

W latach dziewięćdziesiątych XX w. było to jeszcze kilka milionów ton rocznie, a ważniejsi odbiorcy (Dania, Holandia, Hiszpania) sprowadzali po kilkaset tysięcy do miliona ton. Ten eksport praktycznie zanikł po 2010 roku, gdyż w krajach zachodnioeuropejskich zużycie węgla ma raczej tendencję spadkową. Ponadto w regionie Atlantyku jest wielu konkurencyjnych dostawców węgla energetycznego do Europy (jak Rosja, Kolumbia, RPA czy ostatnio Stany Zjednoczone).

W 2012 roku – w porównaniu do roku 2005 (rys. 5.5) – zmniejszył się udział największego odbiorcy (Japonii), lecz tonażowo eksport do tego kraju wzrósł o ponad 12 mln ton (o 21%). W Japonii – po tragicznym trzęsieniu ziemi i tsunami w 2011 roku, wskutek których zniszczeniu uległa elektrownia jądrowa w Fukushima – wyłączono prawie wszystkie reaktory jądrowe. Zniszczona została także część elektrowni węglowych we wschodniej części kraju. Aby uzupełnić straty w sektorze wytwarzania i braki energii elektrycznej, pozostałe elektrownie węglowe musiały pracować przy maksymalnym stopniu wykorzystania ich zdolności produkcyjnych. Pod naciskiem społecznym władze Japonii nie zdecydowały się na utrzymanie energetyki jądrowej, co w konsekwencji powoduje zwiększone zapotrzebowanie na węgiel energetyczny. Eksport do Tajwanu zwiększył się o 22% (o 3,1 mln ton), a do Korei Płd. – aż o 61% (o 11 mln ton). Spektakularny, bo aż 14-krotny wzrost nastąpił w eksporcie do Chin, które w 2012 roku kupiły prawie 30 mln ton węgla energetycznego z Australii (IEA – Coal Information 2013).



Rys. 5.5. Główni odbiorcy australijskiego węgla energetycznego w eksporcie w latach 2005 i 2012
Źródło: opracowanie własne na podstawie (IEA – Coal Information 2010, 2013)

Fig. 5.5. Main recipients of Australian steam coal exports in 2005 and 2012

Ceny węgla energetycznego

Ceny węgla australijskiego w eksporcie od wielu lat stanowią punkt odniesienia dla innych rynków, zarówno dla transakcji *spot*, jak i dla kontraktów terminowych. Rynek *spot* stanowi źródło uzupełniających zakupów dla większości dużych użytkowników węgla energetycznego na świecie (szacunkowo przyjmuje się, że jest to około 20%). Z kolei ceny w kontraktach terminowych chronione są tajemnicą handlową i nie są upubliczniane. Praktycznie jedynym wyjątkiem są ceny w rocznych kontraktach na dostawy węgla z Australii do elektrowni w Japonii.

Stosowana od lat praktyka polega na ustalaniu – przez negocjatorów, reprezentujących producentów australijskich i energetykę japońską – jednej ceny, która przez kolejne 12 miesięcy obowiązuje w danej grupie kontraktów. Są cztery grupy kontraktów, rozpoczynających się co kwartał i trwających odpowiednio: od stycznia do grudnia, od marca do kwietnia następnego roku, od lipca do czerwca i od października do września.

Główną grupą kontraktów są kontrakty zawierane na tzw. japoński rok fiskalny (JFY – *Japan Fiscal Year*), trwający od kwietnia do marca następnego roku. W ramach tych kontraktów dostarczane jest zazwyczaj około 40–50 mln ton węgla. Kontrakty październikowe obejmują dostawy około 10–15 mln ton, a w kontraktach styczniowych i lipcowych dostawy są mniejsze – rzędu 2–4 mln ton.

W negocjacjach australijskich producentów reprezentuje zazwyczaj koncern Xstrata, a po stronie odbiorców negocjatorem jest jeden z dwóch największych koncernów energetycznych – Tepco lub Tohoku. Zwyczajowo pozostali uczestnicy rynku respektują ustalenia negocjatorów i zawierają swoje umowy po podobnej cenie.

Rysunek 5.6 przedstawia porównanie cen węgla australijskiego w eksporcie na rynku *spot* (FOB Newcastle) z cenami kontraktowymi dla głównej grupy kontraktów Australia – Japonia. Ceny odnoszą się do węgla o kaloryczności około 25 MJ/kg (6000 kcal/kg). Można zauważyć, że generalnie ceny w kontraktach odwzorowują (z odpowiednim przesunięciem czasowym) tendencje cenowe na rynku *spot*. W ostatnim okresie jednak ceny w kontraktach pozostają wyraźnie wyższe od cen *spot*.



Rys. 5.6. Ceny węgla energetycznego w eksporcie z Australii (spot FOB Newcastle) w latach 2005–2012 na tle cen w kontraktach Australia – Japonia

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

Fig. 5.6. Australian steam coal export prices (spot FOB Newcastle) in the years 2005–2012 against Australia – Japan contract prices

Od 2012 roku, gdy eksport z Australii do Chin zaczął rosnąć tak istotnie, powstał nowy indeks *spot*, odzwierciedlający ceny węgla australijskiego o niższej jakości – o wartości opałowej około 23 MJ/kg (5500 kcal/kg) i podwyższonej zawartości popiołu (ponad 20%). Takim bowiem węglem zainteresowani byli odbiorcy chińscy. Po kilkunastu miesiącach

istnienia tego indeksu (FOB Newcastle 5500) można zaobserwować, że kształtuje się on przeciętnie na poziomie niższym o około 20% niż indeks dla węgla 6000 kcal/kg.

5.5. Węgiel koksowy

Australia, będąc drugim (po Chinach) producentem węgla koksowego, jest największym światowym dostawcą tego typu węgla na rynek międzynarodowy.

Kopalnie wydobywające węgiel (głównie na eksport) zlokalizowane są na wschodnim wybrzeżu kraju w dwóch stanach: Queensland i New South Wales, w których udział węgla metalurgicznego w wydobywaniu ogółem kształtuje się na poziomie (odpowiednio): 65% i 23%. Eksporterzy oferują pełną gamę węgla metalurgicznych – węgle koksowe typu *hard*, węgle o słabszych właściwościach koksotwórczych typu *semi-soft* oraz węgle PCI LV (stosowane w technologii wdmuchu pyłu węglowego do wielkich pieców).

Kopalnie w rejonie Bowen Basin (Queensland) produkują głównie węgle koksowe typu *hard*, natomiast w New South Wales (NSW) wydobywa się węgle *semi-soft* HV (Newcastle i Hunter Coalfields) oraz węgle typu *hard* LV i MV (Southern Coalfield). Wielkim atutem górnictwa australijskiego jest bliskie położenie kopalń w stosunku do wybrzeża morskiego (portów). W strukturze jakościowej eksportowanych węgla udział najlepszych jakościowo węgla typu *hard* wynosi ponad 60%.

Największymi producentami i eksporterami australijskiego węgla typu *hard* są koncerny:

- **BHP Billiton** – największy w skali światowej eksporter węgla metalurgicznych, głównie najlepszych jakościowo węgla koksowych typu *hard*. W skład koncernu wchodzi: BHP Billiton Mitsubishi Alliance (BMA – 9 kopalń) i BHP Billiton Mitsui Coal (BMC – 2 kopalnie) operujące w stanie Queensland (Bowen Basin) oraz Illawarra Coal Aasset (3 kopalnie) w regionie NSW. Łączne zdolności produkcyjne kopalń w roku 2012 wynosiły 52 mln ton (Queensland Coal. – 44 mln ton, Illawarra – 8 mln ton).

Koncern jest właścicielem terminalu w porcie Hay Point (obok Mackay). Dystans między kopalniami w stanie Queensland a portami Hay Point i Gladston wynosi od 135 do 315 km, a w NSW między kopalniami a Portem Kembla – od 5 do 55 km.

Prowadzone projekty rozwojowe w Queensland (Daunia, Broadmeadow, Caval Ridge) mogą zwiększyć zdolności produkcyjne koncernu do 75 mln ton w perspektywie roku 2016 (BHP Coal overview 2013).

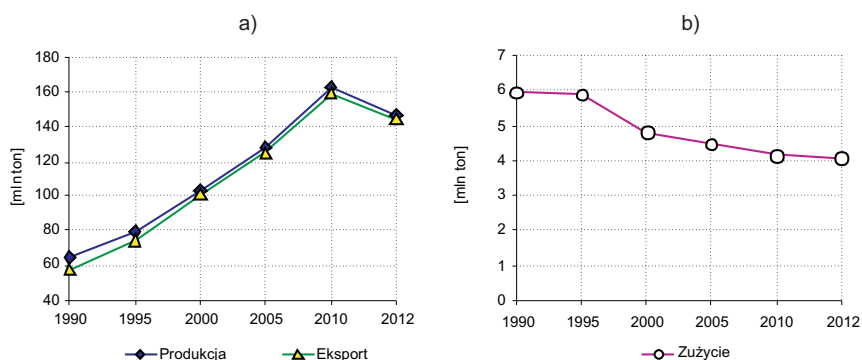
- **Anglo American** – drugi w Australii producent węgla metalurgicznego i trzeci w skali światowej eksporter węgla typu *hard*. Pięć kopalń zlokalizowanych jest w Bowen Basin, a jedna w Hunter Valley. Koncern posiada 23% udziałów w kopalniach Jellinbah (z węglem *semi-soft* i PCI o zdolności produkcyjnej 4,6 mln ton) i Lake Vermont (z węglem typu *hard* i PCI LV o zdolności produkcyjnej 4 mln ton) w Queenslandzie. Węgiel z kopalń przewożony jest koleją do portów Dalrymple Bay i Gladston (Queen.) i Newcastle w NSW. W 2012 r. koncern wyprodukował 17,7 mln

ton węgla metalurgicznego (w tym 1,4 mln ton w jednej kanadyjskiej kopalni Peace River) i 13 mln ton węgla energetycznego (www.angloamerican.com, www.jellinbah.com).

- **Peabody Energy** – zarządza siedmioma kopalniami zlokalizowanymi w stanie Queensland (Bowen Basin i Surat Basin) oraz czterema kopalniami w stanie New South Wales (Hunter Valley coalfields i Southern coalfields). W dwóch kopalniach (w NSW) produkowany jest tylko węgiel energetyczny natomiast w pozostałych dziewięciu kopalniach wydobywany jest głównie węgiel metalurgiczny (koksowy *hard*, *semi-hard* oraz PCI LV). Sprzedaż węgla metalurgicznego z kopalń australijskich w 2012 roku była na poziomie około 17 mln ton (www.peabodyenergy).
- **Rio Tinto Coal Australia** – sześć kopalń w Bowen Basin (Queen.) i Hunter Valley (NSW). Kopalnie produkują węgiel energetyczny oraz węgiel koksowy typu *hard* i *semi-soft*. W 2012 sprzedaż węgla koksowego była na poziomie 11,3 mln ton w tym 8 mln ton stanowił węgiel typu *hard*, a 3,3 mln ton typu *semi-soft* (http://riotinto.com/).

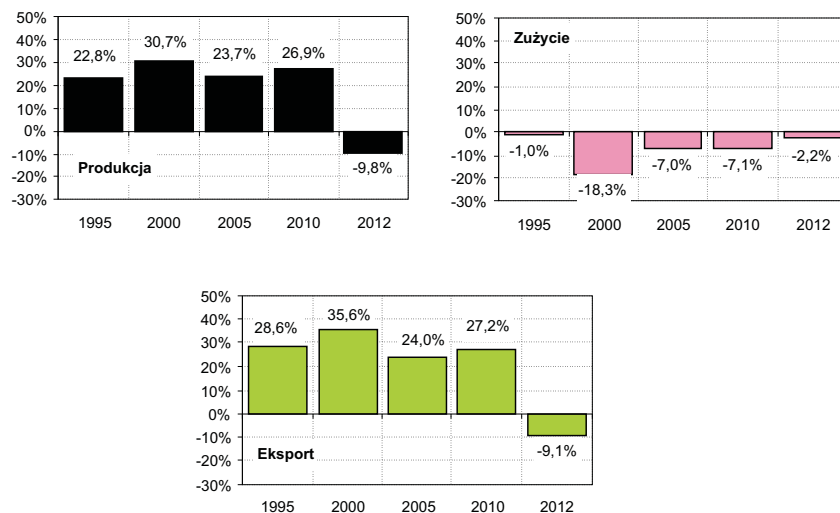
Australia posiada największy w skali globalnej potencjał eksportowy węgla metalurgicznych. W okresie dwudziestu lat produkcja wzrosła ponad 2,5 krotnie, osiągając w roku 2010 poziom 163 mln ton (prawie 18% udział w wydobyciu światowym). Tak dynamiczny rozwój produkcji z przeznaczeniem dla odbiorców zamorskich wynikał z rosnącego zapotrzebowania na węgiel koksowy ze strony światowych producentów stali, głównie w regionie azjatyckim. Ograniczenie produkcji i podaży węgla w Australii w kolejnych dwóch latach spowodowane było tzw. siłą wyższą – końcem 2010 r. ulewne deszcze i powódzie w stanie Queensland poważnie zredukowały wydobycie w kopalniach odkrywkowych, a huragany, które nawiedziły wybrzeże Australii początkiem 2011 r. sparaliżowały pracę portów utrudniając wysyłkę węgla.

Wielkości i dynamikę zmian produkcji, zużycia i eksportu węgla metalurgicznych w Australii (w takim samym schemacie jak dla węgla energetycznego) pokazują wykresy na rysunku 5.7 i 5.8, natomiast wybrane dane liczbowe zestawiono w tabeli 5.3.



Rys 5.7. Rozwój produkcji i zużycia oraz eksportu węgla metalurgicznego w Australii w latach 1990–2012
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych: (BREE, IEA – Coal Information 2010, 2013)

Fig. 5.7. Development of production and consumption, and exports of metallurgical coal in the Australia in the years 1990–2012



Rys. 5.8. Dynamika zmian produkcji, zużycia oraz eksportu węgla metalurgicznego w Australii w latach 1990–2012

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych: (BREE, IEA – Coal Information 2010, 2013)

Fig. 5.8. Dynamics of production and consumption, and exports of metallurgical coal in the Australia in the years 1990–2012

Tabela 5.3

Australia – produkcja, zużycie, eksport węgla metalurgicznego w latach 2005–2012

Table 5.3

Australia – production, consumption, and export of metallurgical coal in the years 2005–2012

Wyszczególnienie	Jedn.	2005	2010	2012
Produkcja	mln ton	128,4	162,9	146,9
udział w produkcji światowej	%	19,4	17,9	14,9
Zużycie	mln ton	4,5	4,1	4,1
udział w zużyciu światowym	%	0,7	0,5	0,4
Eksport	mln ton	124,9	159,0	144,5
udział eksportu w produkcji krajowej	%	97,3	97,6	98,4
udział w eksporcie światowym	%	60,3	56,4	49,8

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych: (BREE, IEA – Coal Information 2010, 2013)

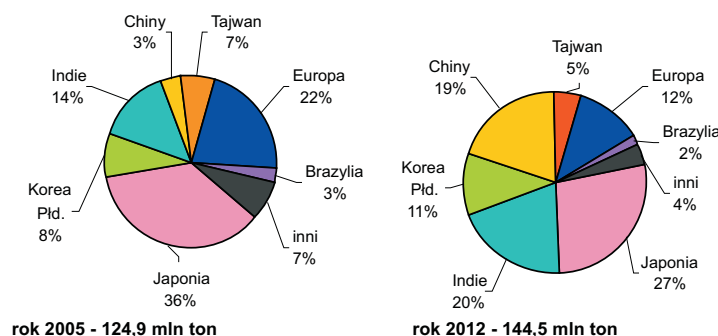
Zużycie krajowe węgla koksowego w Australii stanowi około 3% krajowej produkcji. W wyniku spadku produkcji surówki żelaza, która obniżyła się z około 7 mln ton/rok w latach dziewięćdziesiątych ubiegłego wieku do 3,7 mln ton w roku 2012, zmniejszyło się zapotrzebowanie branży hutniczej na koks. Zamykanie starych baterii koksowniczych zredukowało zapotrzebowanie na węgiel koksowy – jego zużycie w okresie 20 lat obniżyło się o 30% do około 4 mln ton/rok.

Udział Australii w światowym handlu węglem metalurgicznym

Udział Australii w światowym handlu węglem metalurgicznym obniżył się z 60% w roku 2005 do prawie 50% w roku 2012, natomiast biorąc pod uwagę tylko handel drogą morską udział ten spadł w tym czasie z 67 do 58%. W okresie dużego popytu na węgiel na rynku międzynarodowym lukę w popycie i podaży starali się wypełnić również inni producenci węgla koksowych, głównie z USA. Australia przoduje na rynku w dostawach najlepszych jakościowo węgla koksowych typu *hard*, których najważniejszymi dostawcami są producenci: BHP Billiton oraz Anglo American, a trzecią pozycję w rankingu zajmuje kanadyjski koncern Teck Coal.

Największym rynkiem zbytu dla australijskiego węgla metalurgicznego jest Azja, gdzie obecnie kierowane jest ponad 80% eksportu. Od lat największymi odbiorcami są: Japonia (ok. 40 mln ton), Indie, Korea Płd., natomiast od 2009 roku do grupy znaczących importerów węgla dołączyły Chiny, zwiększając zakupy węgla australijskiego z 1,5 mln ton w roku 2008 do 14,8 mln ton w roku 2009 i do 28 mln ton w roku 2012. Eksport węgla na rynek europejski obniżył się od 2005 r. o 10 mln ton (do 17 mln ton), a udział Europy (z Turcją) w eksporcie węgla australijskiego spadł z 22 do 12% w roku 2012.

Głównych odbiorców australijskiego węgla metalurgicznego i ich udział w eksporcie w latach 2005 i 2012 pokazują wykresy na rysunku 5.9.



Rys. 5.9. Główni odbiorcy australijskiego węgla metalurgicznego w eksporcie w latach 2005 i 2012
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych: Resources. BREE, ICR

Fig. 5.9. Main recipients of Australian metallurgical coal exports in 2005 and 2012

Ceny węgla koksowego

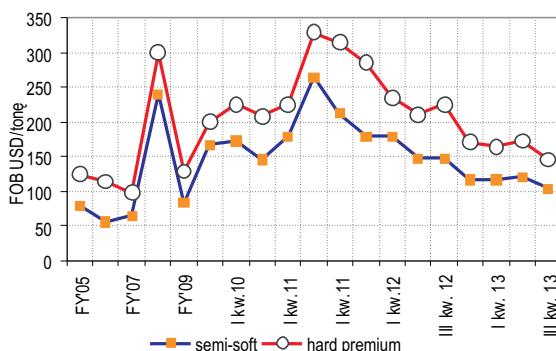
W handlu węglem koksowym, powszechną praktyką jest kontraktowanie przez odbiorców przeważającej ilości surowca w umowach *long term*, w których wielkość tonażu i ceny węgla ustalane były do 2010 roku na 12 miesięcy. Producenci najlepszych jakościowo węgla typu *hard*, często ponad 90% swojej produkcji kontraktowali na takich warunkach. Pozostała ilość węgla – w zależności od zapotrzebowania – uzupełniana jest zakupami na rynku *spot*, na którym zmiany cen kształtowane są przez bieżącą sytuację podaży i popytu.

Od wielu lat negocjacje cen w kontraktach między japońskimi koncernami hutniczymi (JSM) i największym eksporterem węgla – australijskim koncernem BHP – miały bardzo istotny wpływ na poziom cen uzgadniany przez pozostałych uczestników rynku. Był krótki okres czasu, w którym producenci z USA zawierali wcześniejsze umowy z odbiorcami z Europy, jednak inni importerzy z rejonu Pacyfiku – a także Brazylia, Turcja czy Indie – z reguły akceptowali referencyjny poziom cen ustalany z odbiorcami japońskimi. Tak więc cena kontraktowa australijskiego węgla koksowego typu *hard* na bazie FOB portu producenta jest punktem odniesienia do kontraktacji cen na rynkach w Azji, Europie, Ameryce Płd.

Pierwszy etap negocjacji zazwyczaj dotyczy poziomu cen węgla koksowych typu *hard*, a w dalszej kolejności ustalane są ceny dla pozostałych typów węgla metalurgicznych.

Grupa węgla *hard* obejmuje całą gamę węgla (*hard premium*, *hard standard*, *semi-hard*) różniących się głównie stopniem uwęglenia oraz wskaźnikiem CSR (wytrzymałość poreakcyjna koksu otrzymanego z danego węgla), natomiast *benchmark* ustala się w odniesieniu do najlepszych jakościowo węgla *hard premium* (niska zawartość części lotnych, CSR>70), do których zalicza się np. węgle z australijskich kopalń Saraji i Peak Downs (BHP BM) lub German Creek (Anglo American). Zróżnicowanie cen w grupie węgla *hard* waha się w granicach od kilku do kilkunastu procent. Węgle *semi-soft* w zależności od sytuacji rynkowej wyceniane są na poziomie 65–75% cen węgla *hard premium*.

Porównanie *benchmarków* dla australijskich węgla *hard* i *semi-soft* w latach 2005–2013 (3 kwartały) przedstawia wykres na rysunku 5.10.



Rys. 5.10. Ceny wskaźnikowe (benchmarki) dla węgla *hard* i *semi-soft*

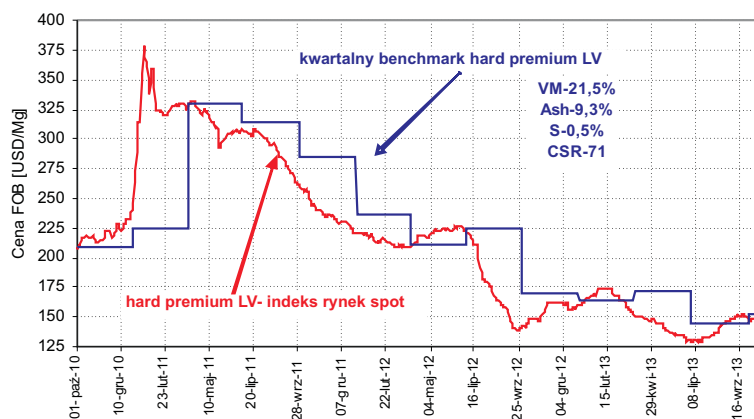
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych: ICR, CTI

Fig. 5.10. Price indicator (benchmarks) for hard and semi-soft coal

Wysoka dynamika zmian cen węgla koksowego w ostatnich latach i duże zróżnicowanie między (obowiązującymi przez okres 12 miesięcy) cenami kontraktowymi a cenami na rynku *spot* spowodowały, że od II kw. 2010 r. wprowadzono na rynku kontraktowanie z cenami (*benchmarkami*) ustalonymi na okres jednego kwartału (Ozga-Blaschke 2011). Początkowo niektórzy eksporterzy zastosowali system mieszany (część tonażu kontrak-

towano nadal w cenach rocznych), jednak obecnie normą jest stosowanie cen kwartalnych lub coraz częściej cen miesięcznych.

Dla producentów węgla wprowadzenie *benchmarków* kwartalnych daje możliwości szybkiego reagowania na zmieniające się warunki rynkowe, których odzwierciedleniem jest ruch cen na rynku *spot* (rys. 5.11). Wyraźnie pokazała to sytuacja, która miała miejsce na początku 2011 r., kiedy przy ustalonym *benchmarku* w wysokości 225 USD/tonę, ceny węgla *hard* na rynku *spot* osiągały 300 do 380 USD/tonę. Główną przyczyną tych wzrostów było ograniczenie produkcji i podaży węgla w Australii (podobnie jak miało to miejsce w roku 2008). Po raz kolejny w okresie ostatnich dziesięciu lat zdarzenia losowe (tzw. siła wyższa) ograniczyły dostępność węgla na rynku międzynarodowym, co przy mocnym popycie stworzyło warunki do dyktowania skokowego wzrostu cen. *Benchmark* dla węgla *hard premium* na II kw. 2011 roku wzrósł o prawie 50% do wysokości 330 USD/tonę (Ozga-Błaszke 2012).



Rys. 5.11. Porównanie cen kwartalnych (*benchmarków*) i cen na rynku *spot* węgla koksowego typu *hard*, IV kw. 2010 – III kw. 2013

Źródło: opracowano na podstawie danych (ICR Platts, CTI Platts)

Fig. 5.11. A comparison of quarterly benchmarks and spot prices of hard coking coal, 4 Q 2010 – 3 Q 2013

Jednak już w drugiej połowie 2011 roku na rynku węgla metalurgicznych rozpoczął się okres dużych spadków cen. Osłabienie rynku stali i ograniczenia produkcji hutniczej w wyniku spowolnienia gospodarki światowej wpłynęły na utrzymanie trendu spadkowego cen węgla również w roku 2013.

Na rynku węgla metalurgicznych spadkowi zapotrzebowania towarzyszyła znaczna poprawa podaży, zarówno z kopalń australijskich (które odbudowały produkcję) jak też ze strony innych tradycyjnych eksporterów. Pojawił się również węgiel z nowych inwestycji w Mongolii i Mozambiku.

W ciągu dwóch lat *benchmark* dla węgla koksowego typu *hard premium* obniżył się o 185 USD/tonę (tj. o 56%). Jeszcze większe spadki zanotowano na rynku *spot*, na którym ceny węgla *hard* w połowie 2013 roku były na poziomie 130 USD/tonę.

Tak drastyczny spadek cen spowodował, że znaczna część węgla sprzedawana była poniżej kosztów produkcji. Koncerny górnicze zmuszone zostały do drastycznego cięcia kosztów i wprowadzenia programów oszczędnościowych. Doszło do zamykania nierentownych kopalń, likwidacji miejsc pracy oraz rezygnacji lub wstrzymania inwestycji w nowe projekty.

5.6. Rola węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej w Australii

Węgiel kamienny odgrywa ważną rolę w zaspokajaniu potrzeb energetycznych kraju (wytwarza się z niego około 47% energii elektrycznej). W przyszłości ten udział będzie się prawdopodobnie zmniejszać, gdyż powinno rosnąć wytwarzanie z gazu ziemnego i źródeł odnawialnych, a produkcja węgla będzie w jeszcze większym stopniu zorientowana na eksport (EIA Australia 2013). W tabeli 5.4 zestawiono informacje o wytwarzaniu energii elektrycznej w Australii (w pozycji pokazującej produkcję z węgla i jej udział ujęta jest też produkcja z węgla brunatnego).

Tabela 5.4

Pozycja węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej w Australii

Table 5.4

Position of coal in electricity generation in Australia

Wyszczególnienie	Jedn.	Rok		Zmiana 2005–2011		Udział w świecie w 2011 r. [%]
		2005	2011	w jedn. nat.	%	
Ludność	mln	20	23	3	15	0
Produkcja energii elektrycznej	TWh	249	240	-9	-4	1
w tym z węgla	TWh	201	173	-28	-14	2
udział en.el. z węgla	%	81	72			
Zużycie energii elektrycznej	TWh	234	239	5	2	8
na mieszkańca	kWh/capita	11 439	10 514	-925	-8	164

Uwaga: węgiel – łącznie: w. kamienny i w. brunatny

Źródło: opracowanie własne na podst. IEA – KWES (2007, 2013)

W elektrowniach na węglu kamiennym zainstalowane jest około 22,5 GW mocy, co stanowi połowę mocy w energetyce cieplnej w kraju. Najwięcej – bo prawie 12 GW – mają elektrownie węglowe w NSW (co stanowi ponad 85% mocy w elektrowniach cieplnych w tym stanie) (Energy in Australia 2012).

Do 2007 roku produkcja energii elektrycznej w Australii systematycznie rosła, zaspokajając potrzeby dobrze rozwiniętej gospodarki i rosnącego sektora górniczego. W następ-

nych latach nastąpił spadek produkcji i zużycia, który był konsekwencją kilku czynników: wyższych cen energii elektrycznej, słabszego wzrostu gospodarczego oraz poprawy efektywności w wytwarzaniu i użytkowaniu energii.

Wytwarzanie energii elektrycznej w Australii opiera się głównie na paliwach kopalnych. Z węgla kamiennego i brunatnego pochodzi łącznie około 70% energii elektrycznej. Produkcja energii elektrycznej z węgla rosła do 2009 r., a w następnych latach została po części zastąpiona generacją z gazu ziemnego, elektrowni wodnych i innych odnawialnych źródeł energii. Elektrownie gazowe dostarczają około 20% energii elektrycznej i są wykorzystywane głównie w okresach szczytowego zapotrzebowania. Przewiduje się dalszy rozwój energetyki gazowej i osiągnięcie udziału 36% w produkcji energii elektrycznej do roku 2035. Najwięcej mocy zainstalowanej w elektrowniach gazowych jest w stanie Queensland, tam też nastąpił największy przyrost mocy w ostatniej dekadzie.

Z elektrowni wodnych pochodzi prawie 7% produkcji (w stanach Tasmania, Wiktoria i NSW). Jest to główne źródło energii odnawialnej w kraju, jednak potencjał dalszego rozwoju jest ograniczony tylko do małych projektów.

Inne odnawialne źródła energii, jak wiatr, bioenergia i energia słoneczna, rozwijają się co prawda najszybciej, lecz ich łączny udział w produkcji energii elektrycznej wynosi obecnie poniżej 4%. W ramach rządowego programu OZE celem jest osiągnięcie 20% udziału odnawialnych źródeł energii w produkcji energii elektrycznej w 2020 roku.

W stanach wschodnich i południowych sieci elektroenergetyczne są dobrze rozwinięte i operują w ramach Krajowego Rynku Energii Elektrycznej (NEM) na rynku hurtowym. Około 75% mocy wytwórczych objętych tym rynkiem należy w całości lub częściowo do państwa (władz stanowych). Australia Zachodnia i Terytorium Północne mają oddzielne systemy przesyłowe i własne połączenia z systemami innych stanów.

Ceny energii elektrycznej w Australii są raczej niskie w porównaniu do krajów najbardziej rozwiniętych. Jednakże w latach 2008–2011 ceny detaliczne wzrosły o 40%. Wzrost ten był niezbędny do finansowania modernizacji infrastruktury i inwestycji w niezawodność systemu, jak również wspieranie programów taryfowych energii odnawialnej. Tabela 5.5 przedstawia porównanie struktury zużycia energii pierwotnej oraz struktury wytwarzania energii elektrycznej według źródeł energii w Australii (dane 2011 r. EIA Australia).

Tabela 5.5

Struktura zużycia energii pierwotnej oraz struktura wytwarzania energii elektrycznej w Australii (2011 r.)

Table 5.5

Australia' primary energy consumption and electricity generation, by energy source (2011)

Struktura zużycia energii pierwotnej [%]	Źródła energii	Struktura wytwarzania energii elektrycznej [%]
33	Węgiel kamienny	47
	Węgiel brunatny	22
36	Ropa i produkty naftowe	1
25	Gaz ziemny	20
2	Woda	7
3	Biomasa	1
1	Wiatr i słońce	2
100		100

Źródło: EIA Australia 2013, BREE

6. Indonezja

6.1. Informacje ogólne

Indonezja – obok Chin oraz Indii – jest jednym z najbardziej zaludnionych krajów w południowej części Azji. Kraj ten jest również państwem rozwijającym się gospodarczo. Poza rokiem 2009, w którym dotknął ją światowy kryzys gospodarczy – w latach 2005–2012 gospodarka Indonezji rośnie w tempie 6% PKB (dane Banku Światowego – www.data.worldbank.org/indicator). Duży wzrost gospodarczy oraz ogromne zapotrzebowanie na moc przyczyniają się do zwiększenia popytu na węgiel. Szacuje się, że w roku 2022 z obecnych 68 mln ton zwiększy się on do 125 mln ton (VDKI 2013).

Indonezja jest jednym z największych producentów i eksporterów węgla na świecie, a od roku 2006 największym eksporterem węgla energetycznego. Znajduje się również wśród dziesięciu czołowych producentów i eksporterów gazu ziemnego, zajmując w roku 2011 odpowiednio miejsca: dziesiąte i ósme (IEA – KWES 2013).

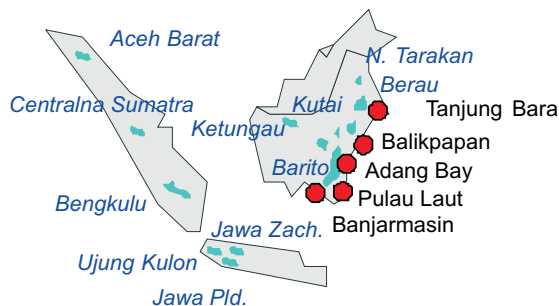
Zużycie energii pierwotnej w Indonezji od lat opiera się głównie na trzech paliwach kopalnych: ropie naftowej, węglu i gazie ziemnym. Najbardziej znaczący udział w strukturze jej zużycia ma ropa; w roku 2006 wynosił on 51%, a w 2011 r. – zmalał do 47%. Od lat udział węgla kształtuje się na zbliżonym poziomie: 27% w 2006 r. i 26% w 2011 r.; udział gazu wzrósł z 17% w 2006 r. do 22% w 2011 r., a energetyki odnawialnej utrzymuje stały poziom niecałych 5% (Mulyono 2009; Azahari 2012).

6.2. Zasoby węgla kamiennego

Według World Energy Council (www.worldenergy.org) łączna baza zasobowa węgla w Indonezji wynosiła 29 mld ton węgla subbitumicznego. Statystyki BP Statistical Review of World Energy (2013) oceniają je – według stopnia udostępnienia na koniec 2012 r. – na 5,5 mld ton, a ich wystarczalność zaledwie na 14 lat.

Oficjalne dane indonezyjskie (Lubis 2013) pokazują, że kraj ten posiada ponad 119 mld ton zasobów potencjalnych, z których prawie 29 mld ton jest udostępnionych. Około 62% wszystkich zasobów stanowi węgiel tzw. średniej jakości o wartości opałowej rzędu 5100–6100 kcal/kg (Mulyono 2009), głównie występujący w złożach na Kalimantanie (np. w basenie Kutai, Barito, Pasir) oraz w środkowej części Sumatry (np. w basenach South

Sumatra czy Bengkulu). Udział węgla tzw. niskiej jakości o wartości opałowej mniejszej niż 5100 kcal/kg wynosi $\frac{1}{4}$, zaś jego złoża występują głównie na Sumatrze. Węgle o wartości opałowej z zakresu 6100–7100 kcal/kg (tzw. wysokiej jakości) stanowią zaledwie 13% zasobów, a pozostałe 1% to węgle o kaloryczności powyżej 7100 kcal/kg (tzw. bardzo wysokiej jakości). Najwięcej złóż węgla ostatnich dwóch wymienionych grup występuje na Kalimantanie w basenie Barito oraz Kutai (rys. 6.1).



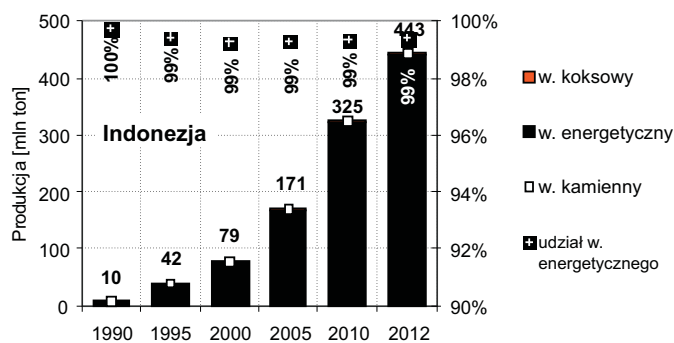
Rys. 6.1. Orientacyjne położenie złóż węgla w Indonezji oraz ważniejszych portów
Źródło: opracowanie własne na podstawie (Walker 2000; RWE 2007; Nayamuddin 2012)

Fig. 6.1. Approximate location of coal deposits in Indonesia and major ports

Jednym z czynników wpływających na ich niską wartość opałową jest relatywnie wysoka wilgotność (9–22%). Jednakże pomimo kaloryczności węgle z Indonezji cechują się dobrą jakością i nie wymagają wzbogacania. Przeważnie węgiel poddawany jest tylko procesom kruszenia i przesiewania.

Złoża węgla w Indonezji cechują się dużym rozdrobnieniem. Obecnie produkcja węgla energetycznego prowadzona jest w ponad 40 kopalniach zlokalizowanych we Wschodnim i Południowym Kalimantanie oraz na Sumatrze. W zależności od rodzaju uprawnień (np. *Coal Contract of Work – CCOW Holder*, *Mining Authorization – MA Holder itp.*) eksploatację prowadzą cztery grupy producentów. Jedną z nich jest grupa z sektora państwowego reprezentowana przez spółkę PT Tabang Batubara Bukit Asam. Górnictwo węgla w Indonezji skoncentrowane jest głównie w rękach prywatnych inwestorów, a spora jego część należy do kapitału zagranicznego, dlatego wszelkie działania rządu indonezyjskiego są bacznie analizowane przez zagranicznych inwestorów. Wśród prywatnych przedstawicieli sektora górniczego należy wymienić spółki: Bumi, Adaro i Kideco. Od lat należą one do czołowych producentów węgla, skupiając w swym ręku 40–50% całkowitej produkcji krajowej.

Rozpoczęcie wydobywania węgla w Indonezji nastąpiło na początku XX wieku, kiedy większość produkcji wykorzystywały statki parowe eksploatowane w zakresie żeglugi przybrzeżnej (RWE 2007). Nowoczesne górnictwo rusza od roku 1980 – od tego czasu wielkość produkcji jest systematycznie powiększana i kierowana na eksport. Rozwój górnictwa węgla kamiennego w Indonezji od roku 1990 prezentuje rysunek 6.2. W porównaniu z rokiem 1990 obecnie produkcja zwiększyła się aż o 4229%. Udział węgla koksowego w produkcji ogółem węgla kamiennego jest poniżej 1%.



Uwaga: udział węgla koksowego – uzupełnienie do 100%

Rys. 6.2. Rozwój produkcji węgla kamiennego w Indonezji w latach 1990–2012
 Źródło: opracowanie własne na podstawie (IEA – Coal Information 2010, 2013)

Fig. 6.2. Development of hard coal production in Indonesia in the years 1990–2012

Jedną z bolączek indonezyjskich producentów węgla są szybko rosnące koszty produkcji. Jeszcze w roku 2006 kształtowały się na poziomie 26 USD/tonę, a w 2012 r. wzrosły już do 53 dolarów (VDKI 2013). Koszty te wpływają nie tylko na zmniejszenie konkurencyjności węgla indonezyjskiego na rynkach międzynarodowych, ale także opłacalności eksportu i tym samym – zmniejszenia atrakcyjności dla kapitału zagranicznego.

Kolejnym źródłem niepokoju dla niektórych producentów węgla mogą stać się pozwolenia i koncesje. Pod koniec 2012 roku rząd indonezyjski postawił sobie za cel zbadanie stanu wszystkich koncesji wydobywczych (IUP). Szacuje się, że spośród ponad 10 000 pozwoleń wydanych w Indonezji, tylko 6 000 nadano status „czyste i jasne” (VDKI 2013). W niektórych przypadkach koncesje dla tego samego (lub części) obszaru złoża zostały wydane różnym podmiotom, tym samym ich ostateczne ustalenie może prowadzić do sporów sądowych ciągnących się przez wiele lat.

W roku 2012 powstała ustawa rządowa (GR24/2012), w myśl której każda firma wydobywająca węgiel, w której kapitale dominuje inwestor zagraniczny, powinna zbyć taką ilość akcji by jego udział nie przekraczał 49%. Zbywanie akcji powinno rozpocząć się w szóstym roku od początku prowadzenia produkcji, a status mniejszościowego udziałowca powinien zostać osiągnięty w roku dziesiątym (VDKI 2013).

6.3. Zagadnienia transportu węgla

Ze względu na specyfikę Indonezji, w transporcie węgla najczęściej stosowanym rozwiązaniem jest wykorzystanie sieci dróg wodnych żeglugi śródlądowej. Rozbudowana sieć kanałów i rzek umożliwia transport węgla z indonezyjskich kopalń do portów morskich, gdzie węgiel z barek przeładowywany jest na duże statki (Lorenz, Grudziński 2009). Przy braku połączeń kolejowych jest to praktycznie jedyny sposób transportu węgla. Ma to

również swoje odbicie w ogólnej strukturze przewozów węgla w tym kraju; ponad połowa realizowana jest transportem kombinowanym: samochód–barka. Udział transportu samochodowego wynosi około 25%, a przewozów kolejowych nie przekracza 5% (IEA – Coal Medium... 2011).

W Indonezji funkcjonuje sześć dużych głębokowodnych portów morskich, co pozwala na załadunek masowców o nośności od 60 000 do 180 000 DWT. Kraj ten dysponuje również dziesięcioma terminalami węglowymi o łącznej zdolności przeładunkowej rzędu 80–100 mln ton/rok, mogącymi przyjmować statki typu Panamax oraz dwadzieścia małych portów statków typu *off-shore* (zwanymi pomocniczymi). Tak duża liczba morskich możliwości spedycyjnych sprzyja rozwojowi eksportu z Indonezji. Szczegółową specyfikację zdolności przeładunkowych węgla w indonezyjskich portach morskich prezentuje tabela 6.1.

Tabela 6.1

Zdolności przeładunkowe węgla w indonezyjskich portach morskich [mln ton]

Table 6.1

Loading capacity of coal in Indonesian seaports [Mt]

Port	Rok	2005	2010	+/-2010/2005	
		mln ton			%
Adang Bay		12	22	10	82
Banjarmasin		6	48	42	695
Kotabaru		14	8	-6	-44
Pulau Laut		22	12	-10	-45
Tanjung Bara		28	31	3	11
Tarahan		2	4	2	100
Pozostałe		50	153	103	206
Ogółem		134	277	143	107

Źródło: VDKI 2006, 2011

Jeszcze w roku 2005 roczne zdolności przeładunkowe portów morskich kształtowały się na poziomie 134 mln ton, w roku 2010 zwiększyły się aż o 143 mln ton (tab. 6.1), a w 2012 – osiągnęły poziom 268 mln ton (VDKI 2013).

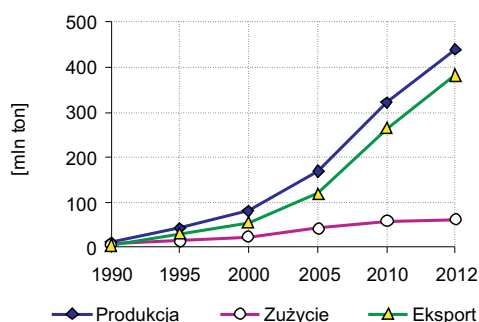
Odległości z kopalń do indonezyjskich portów są niewielkie: mieszczą się pomiędzy 50 a 200 km. Jednakże w dłuższej perspektywie – wzrost eksportu uzależniony jest od możliwości transportowych wewnątrz kraju. W przypadku złóż położonych w pobliżu linii brzegowej lub rzek wykorzystuje się dobrze rozwinięty transport wodny, lecz dla skomunikowania złóż położonych w głębi lądu wystąpiła konieczność budowy nowych linii kolejowych. Przykładowo, w Centralnym Kalimantanie w wyniku prowadzonych inwestycji łączna długość linii kolejowych ma wynieść 1 829 km (Lubis 2013). Szacowane koszty

budowy dziesięciokilometrowego odcinka przewidywane są na 7 mln dolarów amerykańskich.

6.4. Węgiel kamienny energetyczny

Indonezja jest przede wszystkim producentem węgla energetycznego (rys. 6.2). W skali globalnej znajduje się w ścisłej czołówce jego światowych producentów, zajmując po Chinach, USA i Indiach miejsce czwarte (od roku 2010 r.). W roku 2012 udział w światowej produkcji kształtuje się na poziomie 7% (rys. 6.3, tab. 6.2). Od roku 1990 produkcja węgla energetycznego w Indonezji jest w permanentnym trendzie wzrostowym; szczególne przyspieszenie nastąpiło po roku 2000, by obecnie wynieść 440 mln ton. W stosunku do roku 2005 produkcja węgla wzrosła o 160% ze średniorocznym tempem wzrostu wynoszącym 15%.

Systematycznie wzrasta również krajowe zużycie węgla (rys. 6.3 i 6.4), który po ropie i gazie jest trzecim paliwem wykorzystywanym do wytwarzania energii pierwotnej (z 22% udziałem w 2011 r.). W latach 2005–2012 średnioroczne tempo zużycia węgla wynosiło 5%, a w roku 2012 wzrosło względem 2005 r. o 44%. Wzrost ten był konsekwencją uruchamiania nowych elektrowni i cementowni.

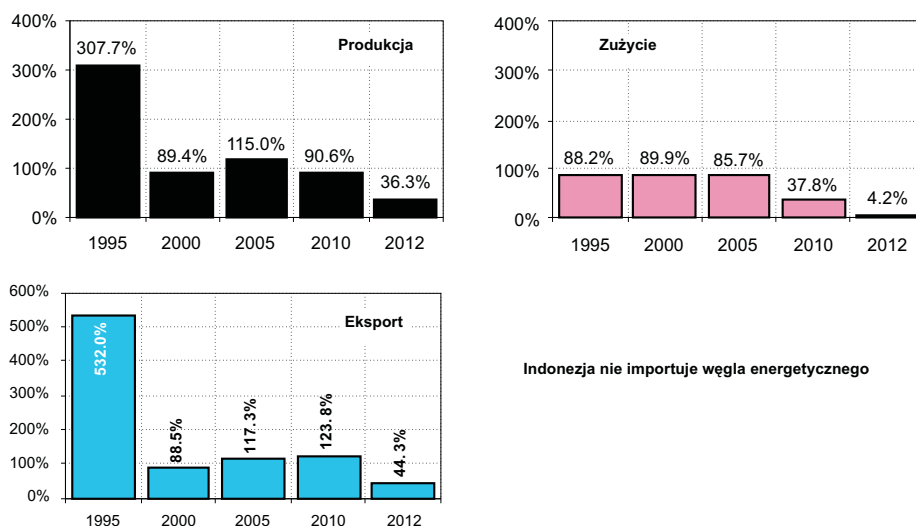


Rys. 6.3. Rozwój produkcji i zużycia oraz eksportu węgla energetycznego w Indonezji w latach 1990–2012
Źródło: opracowanie własne na podstawie (IEA – Coal Information 2010, 2013)

Fig. 6.3. Development of production and consumption, and exports of steam coal in Indonesia in the years 1990–2012

Dynamikę rozwoju produkcji, zużycia i importu przedstawia rysunek 6.4 (zmiany obliczono dla takich interwałów czasowych, jak pokazane na rysunku 6.3, tzn. dla roku 1995 rokiem odniesienia był 1990, a dla 2012 – rok 2010).

Istotnym odbiorcą węgla indonezyjskiego jest przede wszystkim rynek międzynarodowy, zaś wpływy z eksportu węgla – jednym z zasadniczych elementów zasilających budżet państwa. Jeszcze w roku 2005 na eksport skierowanych było 70% produkcji (118 mln ton), a w roku 2012 – przeznaczono 382 mln ton, czyli aż 90% produkcji krajowej (tab. 6.2). Średnioroczne tempo wzrostu eksportu w latach 2005–2012 osiągnęło 18%.



Rys. 6.4. Dynamika zmian produkcji i zużycia oraz eksportu i importu węgla energetycznego w Indonezji w latach 1990–2012

Źródło: opracowanie własne na podstawie (Coal Information 2010, 2013)

Fig. 6.4. Dynamics of production and consumption, and exports and imports of steam coal in Indonesia in the years 1990–2012

Tabela 6.2

Indonezja – produkcja, zużycie i eksport węgla energetycznego w latach 2005–2012

Table 6.2

Indonesia – production, consumption and export of steam coal in the years 2005–2012

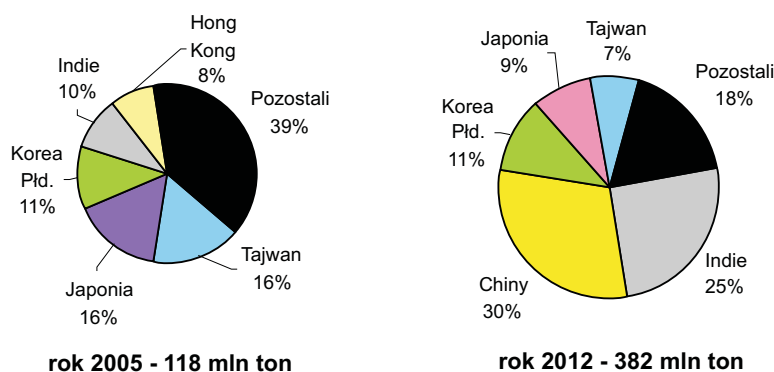
Wyszczególnienie	Jedn.	2005	2010	2012
Produkcja	mln ton	169,3	322,8	440,0
udział w produkcji światowej	%	3,9	6,1	7,4
Zużycie	mln ton	41,9	57,8	60,2
udział w zużyciu światowym	%	1,0	1,1	1,0
Eksport	mln ton	118,4	265,0	382,4
udział eksportu w produkcji krajowej	%	69,9	82,1	86,9
udział w eksporcie światowym	%	21,4	33,6	39,7

Źródło: opracowanie własne na podstawie (IEA – Coal Information 2010, 2013)

Indonezja nie prowadzi importu węgla energetycznego.

Udział Indonezji w światowym handlu węglem energetycznym

Indonezja odgrywa kluczową rolę na międzynarodowym rynku węgla energetycznego. W roku 2012 prawie 40% węgla biorącego udział w obrocie międzynarodowym pochodziło z Indonezji (tab. 6.2). Jeszcze w roku 2005 głównym importerem indonezyjskiego węgla była Japonia i Tajwan (odbierające łącznie prawie 1/3 eksportu), a w 2012 r. aż 55% eksportu skierowano do Chin i Indii (rys. 6.5). Korzystne położenie geograficzne Indonezji względem silnie rozwijających się gospodarek właśnie tych dwóch ostatnich państw jest jednym z czynników wpływających na wzrost eksportu węgla. Kraje te budują nowe elektrownie węglowe w celu zapewnienia dostaw energii dla ich ogromnej populacji, co skutkuje znaczącym popytem na niskiej jakości węgle indonezyjskie.



Rys. 6.5. Główni odbiorcy indonezyjskiego węgla energetycznego w eksporcie w latach 2005 i 2012
Źródło: opracowanie własne na podstawie (IEA – Coal Information 2010, 2013)

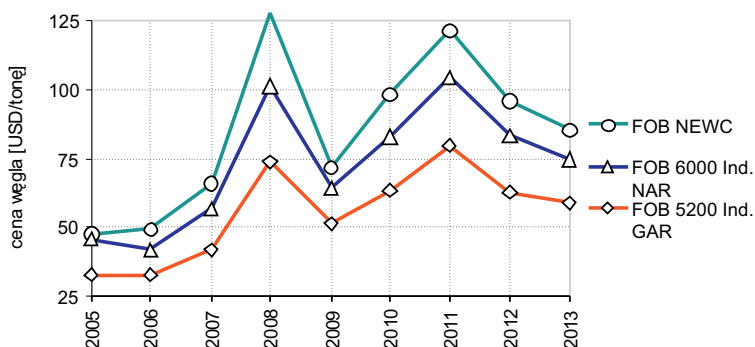
Fig. 6.5. Main recipients of Indonesian steam coal exports in 2005 and 2012

W celu zwiększenia wpływów do budżetu państwa zasilających rozwijającą się indonezyjską gospodarkę powrócono do podatku eksportowego. Po raz pierwszy wprowadzono go w roku 2005 (w wysokości 5%), jednakże rok później unieważniono wyrokiem Sądu Najwyższego Indonezji. W roku 2012 rząd ponownie wprowadził podatek eksportowy – tym razem w wysokości 20% (ustawą MoFR 75/2012). Wprowadzenie tak wysokiego podatku miało także na celu zniechęcenie producentów do eksportu – zwłaszcza taniego węgla niskokalorycznego, który powinien być przeznaczony dla krajowej energetyki.

Ceny węgla energetycznego

Od 2005 roku Indonezja jest największym eksporterem węgla energetycznego na świecie. Ze względu na zróżnicowanie jakościowe wydobywanych węgli, notowanych jest wiele indeksów o odmiennych parametrach; o wartości opałowej w granicach 4200–6300 GAR, tj. około 17–25 MJ/kg (GAR – wartość opałowa brutto w stanie roboczym). Na wykresie 7.6 porównano indeksy węgla indonezyjskich z benchmarkowym węglem Newcastle (FOB NEWC). Do porównań wybrano dwa węgle indonezyjskie. Jeden posiada

parametry o standardzie międzynarodowym (tj. kaloryczność rzędu 25 MJ/kg – opis na wykresie 7.6: FOB 6000 Ind. NAR), natomiast drugi, o niższej wartości opałowej około 21 MJ/kg (opisany jako FOB 5200 Ind. GAR) – określany jest mianem przyjaznego dla środowiska – tzw. węgiel *envirocoal*. Węgiel ten produkowany jest przez spółkę Adaro. Jest on nie tylko przedmiotem obrotu międzynarodowego, ale również znajduje nabywców wśród energetyki indonezyjskiej. *Envirocoal* cechuje się ekstremalnie niskimi zawartościami zarówno siarki (przeciętnie 0,1%), jak i popiołu (1,5%).



Rys. 6.6. Ceny węgla energetycznego na rynku indonezyjskim na tle indeksu *spot* FOB Newcastle w latach 2005–2013

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

Fig. 6.6. Steam coal prices in the Indonesian market against spot FOB Newcastle index in the years 2005–2013

Notowane ceny węgla indonezyjskiego FOB 6000 Ind. NAR są około 12–14% niższe od cen węgla z Newcastle. Natomiast ceny węgla FOB 5200 Ind. GAR są o 24–28% niższe od cen węgla FOB 6000 Ind. NAR. Ceny węgla indonezyjskiego FOB 6000 Ind. NAR wzrosły w stosunku do roku 2005 o 63%. Ceny z okresu 2010–2012 są niższe w stosunku do obecnych cen o 10%.

W roku 2009 dla indonezyjskich cen krajowych wprowadzono ministerialną formułę cenową wyznaczającą referencyjną cenę węgla (tzw. wskaźnik ICPR – *Indonesian Coal Price Reference*). Wartość wskaźnika ICPR określana jest comiesięcznie jako średnia z czterech indeksów publikowanych w źródłach zagranicznych. Władze Indonezji są zainteresowane, aby węgiel z indonezyjskich kopalń był sprzedawany po jak najwyższych cenach, gdyż od wartości sprzedaży – poprzez system podatków i opłat – uzależnione są wpływy do budżetu. Dlatego ustanowiono wspomniany system określania ceny minimalnej.

6.5. Węgiel koksowy

Według statystyk (IEA) produkcja węgla koksowego w Indonezji jest bardzo niewielka i ma charakter proeksportowy. Według oficjalnych danych eksport indonezyjskiego węgla koksowego w ostatnich latach wzrósł z 1,2 mln ton w roku 2005 do 2,8 mln ton w roku 2012.

Patrząc jednak na statystyki importu węgla w takich krajach jak Japonia, Indie lub Chiny można zauważyć, że Indonezja jest jednym z większych eksporterów węgla metalurgicznego na te rynki (np. w statystykach Japonii import węgla koksowego z Indonezji w latach 2005–2012 kształtował się na poziomie 15–11 mln ton/rok). Jest to wynikiem kwalifikowania węgla energetycznych wykorzystywanych w branży hutniczej (jako węgle PCI HV lub do brykietowania w koksownictwie) do kategorii węgla metalurgicznych.

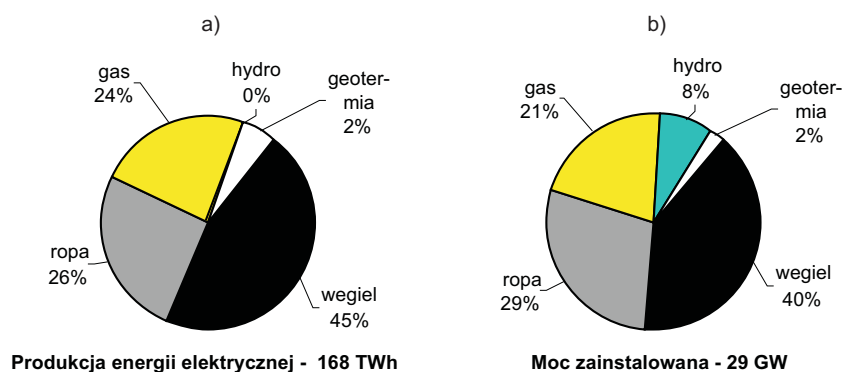
W Indonezji, w centralnej części Kalimantanu, znajdują się duże złoża węgla koksowego, którego wydobyciem zainteresowani są liczni inwestorzy, mimo poważnych problemów logistycznych związanych z transportem węgla z tego regionu.

Koncern BHP Billiton już pod koniec lat dziewięćdziesiątych ubiegłego wieku rozpoznał basen Maruwai, gdzie znajdują się zasoby węgla metalurgicznego bardzo dobrej jakości. Obecnie BHP Billiton wspólnie z PT Adaro Energy prowadzą projekt Maruwai (*IndoMet Coal Project – ICP*), z którego produkcja w pierwszym etapie ma wynosić ponad 6 mln ton węgla energetycznego i koksowego. Drugi etap może dać 11 mln ton rocznie, a docelowo wydobycie może wynosić nawet 40 mln ton rocznie (trzeci etap). Węgiel transportowany będzie małymi i dużymi barkami, a w następnych etapach koleją.

We wschodniej części Kalimantanu inwestuje również koncern SouthGobi Energy Resources realizując projekt Mamahak. Złoża objęte koncesją zawierają węgiel energetyczny, węgiel koksowy *semi-soft* i potencjalnie węgiel koksowy typu *hard*.

6.6. Rola węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej w Indonezji

Orientacyjną strukturę produkcji energii elektrycznej w Indonezji przedstawia rysunek 6.7. Ze 168 TWh (dane za 2010 r.) energii elektrycznej aż 45% wytworzono w elektrowniach węglowych (rys. 6.7a). Pozostałe 26% energii elektrycznej powstaje ze spalania ropy



Rys. 6.7. Struktura produkcji energii elektrycznej (a) oraz mocy zainstalowanej (b) według paliw w Indonezji (stan na 2010 r.)

Źródło: opracowanie własne na podst. (Differ – The Indonesian...)

Fig. 6.7. Structure of electricity (a) and installed capacities (b) by fuel in Indonesia (as of 2010)

naftowej, a 24% – gazu ziemnego. Udział mocy zainstalowanej w elektrowniach węglowych wynosi 40%, zaś na ropie i gazie (odpowiednio:) 29% i 21% (rys. 6.7b).

Energetyka w Indonezji zużywa węgle niższej jakości – generalnie poniżej 5000 kcal/kg GAR (ok. 20 MJ/kg w stanie roboczym NAR). W wyniku rozwoju energetyki węglowej w roku 2009 wprowadzono rozporządzenie (MR 34/2009), mające na celu zabezpieczenie dostaw węgla na rynek krajowy (tzw. DMO – *domestic market obligation*).

Według założeń polityki energetycznej z roku 2006 udział energetyki węglowej w 2025 r. ma wzrosnąć do poziomu 33%, a jego osiągnięcie realizowane w dwóch etapach. Dzięki przeprowadzeniu pierwszej części programu (tzw. *Fast Track I*) energetyka węglowa Indonezji powiększyła się o 16 GW nowych mocy. Druga część programu – tzw. *Fast Track II* – realizowana jest od roku 2010. Zakłada ona budowę dodatkowych 10 GW mocy, ale również bierze pod uwagę rozwój infrastruktury kolejowej i portowej (World bank...).

W świetle ograniczania emisji CO₂ w roku 2010 rząd wziął pod uwagę nową strategię – tzw. *Vision 25/25* (Azahari 2012). Według niej indonezyjska polityka energetyczna do roku 2025 stawia sobie za cel wzrost udziału źródeł odnawialnych aż do 25%, a ze spalania paliw kopalnych ma spaść: do 30% w przypadku ropy, do 22% dla węgla, a dla gazu – do 23%.

7. Rosja (Federacja Rosyjska)

7.1. Informacje ogólne

Rosja znajduje się w ścisłej czołówce światowych producentów i eksporterów paliw kopalnych, a jej budżet w dużej mierze uzależniony jest od wpływów wynikających z ich eksportu. Według statystyk publikowanych przez Międzynarodową Agencję Energii – IEA (IEA – KWES 2013) kraj ten jest drugim światowym producentem i eksporterem ropy naftowej (dane za 2011 r.), a w produkcji i eksporcie gazu ziemnego zajmuje odpowiednio miejsce drugie i pierwsze. Osiągnięta w 2012 r. wielkość produkcji węgla plasuje ją na miejscu szóstym, a pod względem eksportu – czwartym. Znajduje się również w gronie dziesięciu największych producentów energii elektrycznej wytwarzanej w elektrowniach jądrowych i wodnych.

W latach dziewięćdziesiątych XX wieku Rosja borykała się z trudnościami związanymi z szeregiem przekształceń gospodarczych, mających na celu wprowadzenie gospodarki rynkowej. W kolejnej dekadzie następuje stopniowa poprawa gospodarki, a w roku 2008 wzrost PKB osiąga prawie 9% (dane Banku Światowego – www.data.worldbank.org/indicator). Skutki światowego kryzysu docierają do niej w 2009 r. Maleje eksport głównych surowców kopalnych, a PKB spada o 8 punktów procentowych. W latach 2010–2011 tempo wzrostu gospodarczego przekracza 4% PKB, a w 2012 – obniża się do 3%.

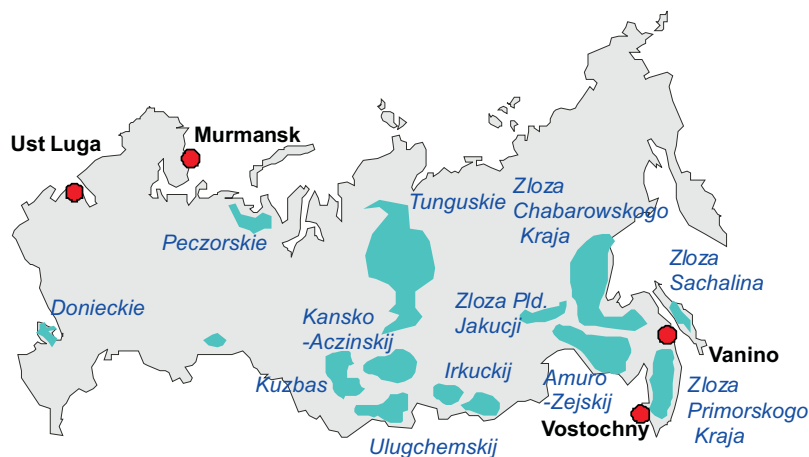
Rosja jest także jednym z czołowych producentów i konsumentów energii elektrycznej na świecie. Głównym motorem napędowym jej produkcji jest rozwijająca się gospodarka. Od lat ponad połowę zużycia energii pierwotnej w Rosji (54%) przypada na ropę naftową. Kolejne miejsca w bilansie energetycznym tego kraju zajmuje gaz ziemny (21%) i węgiel (14%), na paliwa jądrowe i wodne przypada po 6%, zaś udział energetyki odnawialnej jest niewielki i wynosi 0,1%.

7.2. Zasoby węgla kamiennego

Według danych World Energy Council (www.worldenergy.org) łączna baza zasobowa węgla w Rosji wynosi ponad 157 mld ton węgla, z czego 62% stanowi węgiel subbitumiczny, a 32% – bitumiczny i antracyt. Rosja dysponuje drugą pod względem wielkości (po Stanach Zjednoczonych) bazą zasobową na świecie z 18% udziałem w skali globalnej. Statystyki BP (BP 2013) oceniają ich wystarczalność aż na 443 lata.

Natomiast według danych rosyjskiego Ministerstwa Energetyki (www.minenergo.gov.ru) łączne udokumentowane zasoby węgla wynoszą 193,3 mld ton, z czego 52% stanowi węgiel brunatny. Udział węgla kamiennego wynosi 44% (z których 39,8 mld ton to węgiel koksowy), a antracytu 4%. W statystykach rosyjskich informacje o podziale węgla energetycznych i koksowych niekiedy są rozbieżne z informacjami podawanymi w statystykach międzynarodowych. W statystykach międzynarodowych (na przykład IEA – Coal Information) węgiel koksowy definiowany jest jako węgiel o cechach jakościowych umożliwiających produkcję koksu, natomiast pozostała część węgla kamiennego traktowana jest jako węgiel energetyczny. W statystykach rosyjskich często do węgla energetycznych zaliczany jest również węgiel brunatny, a dodatkowo – prezentowane w rosyjskich statystykach dane odnoszą się najczęściej do produkcji węgla surowego, co tym bardziej utrudnia ich porównywanie ze statystykami międzynarodowymi.

Eksploracja węgla prowadzona jest w 215 kopalniach (dane za rok 2012): w 86 wydobywa się go metodą podziemną, a w 129 – odkrywkową (Tarazanow 2013). Prawie wszystkie kopalnie w Rosji są sprywatyzowane. Chociaż węgiel wydobywany jest w 20 zagłębiach węglowych, to podstawową rolę odgrywa tylko siedem (m.in. Kuźnieckie, Kańsko-Aczyńskie, Peczerskie, Donieckie). Orientacyjne położenie zagłębi węglowych i głównych portów przedstawia mapka na rysunku 7.1.



Rys. 7.1. Orientacyjne położenie złóż węgla w Rosji oraz ważniejszych portów
Źródło: opracowanie własne na podstawie (Nowak 2013)

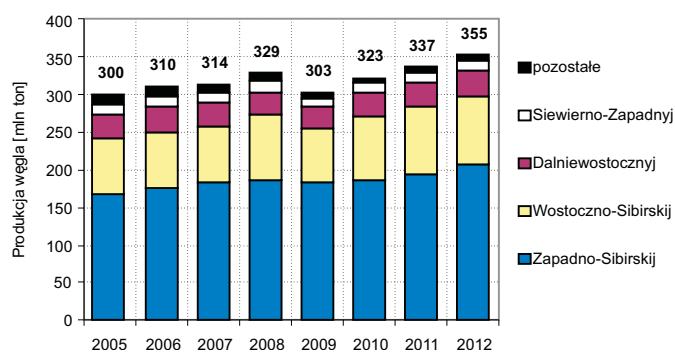
Fig. 7.1. Approximate location of coal deposits in Russia and major ports

Pod względem wydobycia węgla największym producentem jest Zagłębie Kuźnieckie (tzw. Kuzbas). Z położonego w Obwodzie Kemerowskim zagłębia w latach 2005–2012 pochodziło aż 57% całego wydobycia w Rosji. Na dodatek Kuzbas jest głównym producentem węgla koksowego w Rosji – z tego regionu w roku 2012 pochodziło 65% wydobycia tego typu węgla (Ugol Kuzbasa – www.uk24.ru).

Z Zagłębia Kańsko-Aczyńskiego pochodzi około 12% wydobycia w Rosji. Dysponuje ono jednymi z najważniejszych we Wschodniej Syberii zasobami węgla energetycznego. Natomiast obecne wydobycie na Dalekim Wschodzie pochodzi najczęściej ze złóż, które graniczą z Bajkalsko-Amurską Magistralą kolejową (np. kopalnie w Południowej Jakucji).

Eksploracja pochodząca z Zagłębia Peczerskiego i Donieckiego stanowi zaledwie (odpowiednio) 4 i 2% ogólnego wydobycia węgla w Rosji. W Zagłębiu Peczerskim (płn.-wsch. część europejskiej Rosji) wydobywany jest głównie węgiel koksowy, a w Donieckim – poza węglem koksowym wydobywa się również węgiel energetyczny i antracyt.

Aż 58% produkcji dostarcza region Zapadno-Sibirskij, $\frac{1}{4}$ pochodzi z regionu Wostoczno-Sibirskij, a 10% eksploatowane jest w regionie Dalniewostocznyj (rys. 7.2).



Rys. 7.2. Wydobycie węgla w głównych regionach Rosji, lata 2005–2012

Źródło: opracowanie własne na podst. (Tarazanow 2007–2013)

Fig. 7.2. Coal productions in Russian major economics regions, 2005–2012

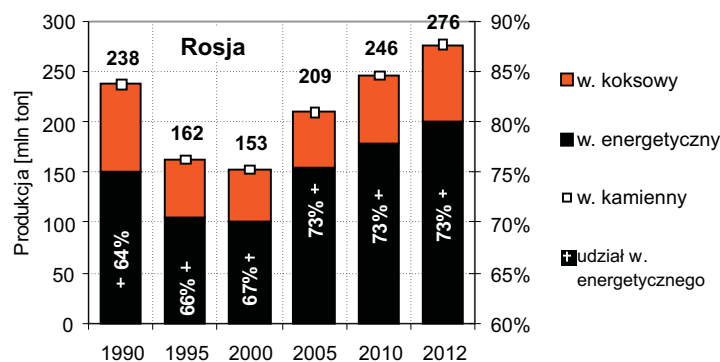
Po rozpadzie Związku Radzieckiego gospodarka rosyjska – w tym górnictwo węgla – znajdowała się w głębokim kryzysie. Rynek energetyczny uległ załamaniu, a rząd obniżył swe subsydia. Ówczesne górnictwo węgla kamiennego cechowało się wysoką kapitałochłonnością oraz wysokimi kosztami produkcji (zwłaszcza transportu węgla). Dodatkowo większość z kopalń węgla była przestarzała (ma ponad 40 lat) oraz pogarszały się warunki geologiczno-górnictwo-geologiczne złóż węgla (Monaghan 2007).

W celu ratowania górnictwa podejmowano szereg reform, którym towarzyszyła szeroka prywatyzacja (Artemiev, Haney 2002). Prywatyzacja realizowana była w trzech etapach. W latach 1990–1994 (tzw. etap spontanicznej prywatyzacji) w ręce prywatne przechodziły udziały w największych i najbardziej efektywnych kopalniach podziemnych. Drugi etap (lata 1995–1997) charakteryzował się bardziej zorganizowaną restrukturyzacją. Ostatni etap prowadzony do końca roku 1997 nazwano konkurencyjną prywatyzacją bezpośrednią.

W sumie w ramach prowadzonej w latach 1990–2010 restrukturyzacji górnictwa węgla w Rosji zamknięto 188 kopalń podziemnych i 15 odkrywkowych. Zrekultywowano ponad 5,6 mln ha terenów pogórnictwa oraz zlikwidowano ponad 5 tys. km wyrobisk górniczych (Dołgosrocznaja... 2012).

Kopalnie są własnością prywatnych spółek, które najczęściej połączone są w większe organizacje o skomplikowanej strukturze własnościowej.

Zmiany produkcji węgla kamiennego w Rosji na przestrzeni lat 1990–2012 przedstawia wykres na rysunku 7.3. W wydobywaniu przeważa węgiel energetyczny, którego udział od roku 2005 kształtuje się na stałym poziomie 73%.



Uwaga: udział węgla koksowego – uzupełnienie do 100%

Rys. 7.3. Rozwój produkcji węgla kamiennego w Rosji w latach 1990–2012
Źródło: opracowanie własne na podstawie (IEA – Coal Information 2010, 2013)

Fig. 7.3. Development of hard coal production in Russia in the years 1990–2012

Liczby na rysunku wyrażają sumaryczną produkcję węgla kamiennego; w procentach podano udział węgla energetycznego w produkcji ogółem.

Obecnie około 70% produkcji węgla skoncentrowane jest w dziesięciu pionowo zintegrowanych koncernach. W obrębie tych dużych koncernów działają zarówno kopalnie, jak również zakłady przerobcze, elektrownie, ciepłownie oraz koksownie i zakłady metalurgiczne. Niejednokrotnie dysponują również własnymi spółkami przewozowymi. Przykładem może być należący do Siberian Busines Union (SDS) – holding kolejowy Nowotrans.

Wśród głównych producentów węgla w Rosji należy przede wszystkim wymienić spółkę SUEK (Sibirskaja Ugolnaja Energeticzeskaja Kompania), UK Kuzbassrazrezugol (KRU) i Siberian Busines Union (SDS). Te trzy spółki skupiają prawie $\frac{3}{4}$ wydobywania węgla w Rosji. Na uwagę zasługuje SUEK, którego produkcja stanowi około 40% wydobywania krajowego. Koncern ten nie tylko jest najważniejszym producentem węgla w Rosji, ale również jedną z ważniejszych spółek sektora energetycznego. Znajduje się również w czołówce światowych kompanii górniczych oraz eksporterów węgla energetycznego.

7.3. Zagadnienia transportu węgla

Rosja – dzięki swemu geograficznemu usytuowaniu oraz położeniu złóż węgla – ma możliwość bezpośredniej ekspedycji węgla na dwa zasadnicze międzynarodowe rynki:

Pacyfiku i Atlantyku. Na rynek azjatycki węgiel ekspediowany jest poprzez porty dalekowschodnie, natomiast do odbiorców z Europy Zachodniej – przez porty położone nad Bałtykiem i w północnej Rosji, a na południe Europy – przez porty z basenu Morza Czarnego.

Możliwość ekspedycji węgla na oba główne rynki świata powoduje, że Rosja dysponuje jednymi z największych odległości kolejowych pomiędzy zagłębiami węglowymi (np. Kuzbasem) a portami morskimi. Średnie odległości przewozu węgla z Kuzbasu do portów bałtyckich wynoszą około 4–4,5 tys. km, natomiast porty dalekowschodnie oddalone są o około 5,5–6,5 tys. km. W przypadku położonego na Dalekim Wschodzie zagłębienia węglowego w Jakucji węgiel transportowany jest koleją do portów oddalonych o około 2,5 tys. km. W skali całej Rosji można średnio przyjąć, że w celach eksportowych węgiel przewożony jest do portów morskich przeciętnie na dystansie 4 tys. km.

Państwowe koleje RZD są największą i jednocześnie najważniejszą firmą obsługującą rynek przewozów kolejowych w Rosji. RZD zarządza szesnastoma liniami kolejowymi, ale w związku z prywatyzacją parku wagonowego – większość przewozów realizowana jest w wagonach należących do spółek z sektora prywatnego (Stala-Szlugaj 2012). Wśród najważniejszych linii kolejowych Rosji wykorzystywanych w eksporcie węgla należy wymienić przede wszystkim całkowicie zelektryfikowaną, najdłuższą na świecie linię Transsyberyjską (9,9 tys. km). Kolejną jest Bajkalsko-Amurska Magistrala, tzw. BAM (4,2 tys. km). Linia ta przebiega blisko granicy z Chinami, przez co stanowi alternatywę dla kolei Transsyberyjskiej.

Jedną z najistotniejszych słabości rosyjskich przewozów węgla są trudności transportowe (np. wąskie gardła, jednotorowe linie kolejowe, zamarzanie wagonów itp.) oraz braki wagonów kolejowych. Szczególnie kłopoty z zarządzaniem ruchem pociągów uwypukliły się w roku 2008 (jeszcze przed rosyjskim kryzysem). Wówczas rosnąca liczba prywatnych wagonów doprowadziła do silnego wzrostu pustych podróży powrotnych. Dochodziło również do zatłoczenia stacji i węzłów kolejowych w pobliżu portów morskich, co w konsekwencji przełożyło się na spadek efektywności wykorzystania transportu kolejowego.

Porównanie eksportu węgla z głównych portów morskich Rosji w latach 2005 i 2012 prezentuje tabela 7.1. W roku 2005 Rosja wyeksportowała na rynek międzynarodowy 117 mln ton węgla, a w 2012 r. nastąpił wzrost eksportu aż o 70%.

Obecnie główną rolę w eksporcie węgla odgrywają cztery porty, których łączny udział w morskim eksporcie węgla wynosi 54%. Na Dalekim Wschodzie jest to port Vostochny oraz Vanino. W przypadku portu Vanino przeładunki węgla dotyczą – kontrolowanego przez SUEK – nowego terminala węglowego Muchke. Natomiast w części europejskiej – położone nad Bałtykiem: Ust-Ługa i Ryga oraz Murmańsk (M. Barentsa).

Zgodnie z polityką rządu, rozwojowi handlu zagranicznego ma towarzyszyć rozbudowa rodzimych portów. Z jednej strony wpłynie to na zwiększenie ich zdolności przeładunkowych, a z drugiej – wymusi modernizację obecnych połączeń kolejowych oraz budowę nowych dróg umożliwiających transport węgla z rejonów wydobywczych do portów. Konsekwencją tak prowadzonej polityki jest między innymi stały wzrost przeładunków węgla w Ust-Łudze kosztem na przykład eksportu z estońskiego Tallina.

Tabela 7.1

Zdolności przeładunkowe węgla w rosyjskich portach morskich [mln ton]

Table 7.1

Loading capacity of coal in Russian seaports [Mt]

Port	Rok	2005	2012	+/-2012/2005	
		mln ton			%
Vostochny		14,1	21,3	7,2	51
Ust-Ługa		0,5	15,3	14,8	2960
Ryga (Łotwa)		10,7	14,9	4,2	39
Vanino (Muchke)		–	12,1	12,1	–
Murmańsk		10,8	11,7	0,9	8
Ventspils (Łotwa)		4,6	7,0	2,4	52
Tallin (Estonia)		4,1	0,0	–4,1	–100
Pozostałe		24,0	34,6	10,6	44
Ogółem		68,8	116,9	48,1	70

Źródło: (VDKI 2009, 2013)

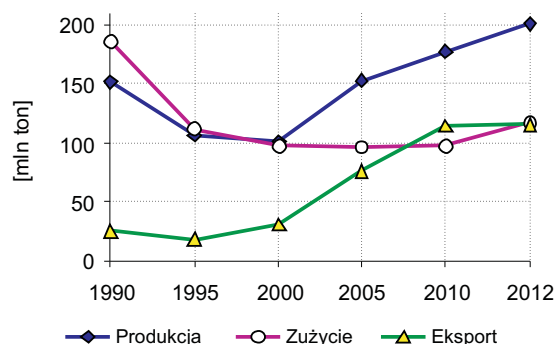
W morskim eksporcie węgla z Rosji na rynek międzynarodowy przeważa węgiel energetyczny. Jeszcze w roku 2005 jego udział wynosił 88%, a w 2012 r. wzrósł do 93% (dane VDKI 2009, 2013). W roku 2030 eksport węgla kamiennego ma wynieść 170 mln ton. W przypadku eksportu morskiego ma on wzrosnąć do 137 mln ton, z których ponad połowa (51%) ma być ekspediowana przez porty dalekowschodnie (Szmatko 2010).

Należy nadmienić, że Rosja realizuje również eksport węgla drogą lądową (z udziałem ok. 15% w eksporcie ogółem). Eksportem kolejowym ekspediowany jest węgiel głównie do Polski, Rumunii, Słowacji i Węgier oraz byłych republik radzieckich.

7.4. Węgiel kamienny energetyczny

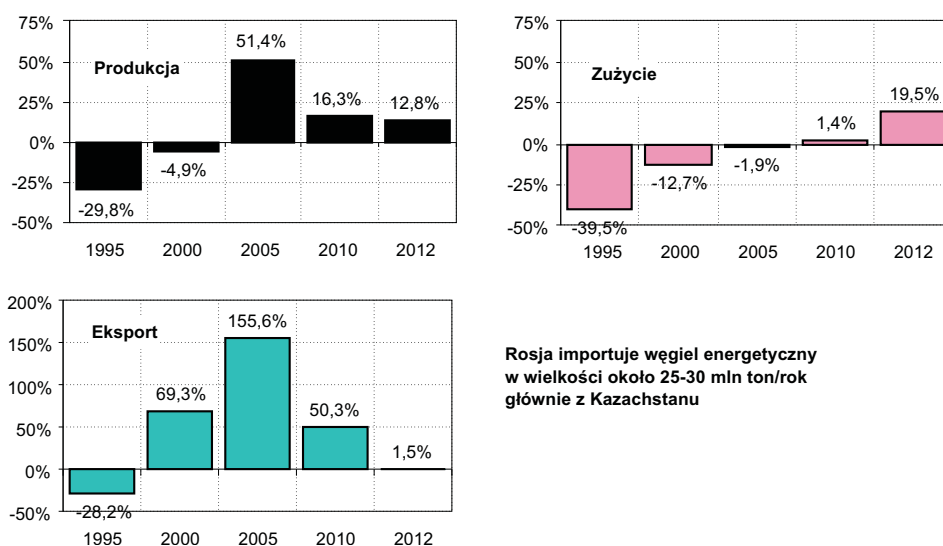
Przeprowadzana restrukturyzacja górnictwa węgla w Rosji przynosi wymierne efekty, a od roku 2000 wydobycie węgla energetycznego ma stały tren wzrostowy (rys. 7.4, 7.5, tab. 7.2). Największy wzrost miał miejsce w latach 2000–2005 – produkcja zwiększyła się o 51% osiągając poziom 156 mln ton. W roku 2012 po raz pierwszy od lat przekroczyła 201 mln ton (w stosunku do 2005 r. wzrost o 31%). Średnioroczne tempo wzrostu wydobycia węgla energetycznego wyniosło 4%.

W skali globalnej Rosja znajduje się w gronie dziesięciu wiodących producentów węgla energetycznego, a udział produkcji w wydobyciu światowym tego typu węgla od lat kształtuje się na poziomie powyżej 3%.



Rys. 7.4. Rozwój produkcji i zużycia oraz eksportu węgla energetycznego w Rosji w latach 1990–2012
 Źródło: opracowanie własne na podstawie (IEA – Coal Information 2008, 2013)

Fig. 7.4. Development of production and consumption, and exports of steam coal in Russia in the years 1990–2012



Rys. 7.5. Dynamika zmian produkcji i zużycia oraz eksportu i importu węgla energetycznego w Rosji w latach 1990–2012

Źródło: opracowanie własne na podstawie (IEA – Coal Information 2010, 2013)

Fig. 7.5. Dynamics of production and consumption, and exports of steam coal in Russia in the years 1990–2012

Przedstawioną na rysunku 7.5 dynamikę zmian produkcji, zużycia oraz eksportu węgla obliczono dla takich samych interwałów czasowych, jak pokazane na rysunku 7.4; dla roku 1995 rokiem odniesienia był 1990, a dla 2012 – rok 2010.

Od roku 2005 zużycie węgla energetycznego w Rosji sukcesywnie rośnie, osiągając w 2012 r. poziom 117 mln ton (wzrost względem 2005 o 21%). Największym konsumentem węgla w Rosji są elektrownie węglowe, do których kierowanych jest średnio (lata

Tabela 7.2

Rosja – produkcja, zużycie, eksport węgla energetycznego w latach 2005–2012

Table 7.2

Russia – production, consumption and export of steam coal in the years 2005–2012

Wyszczególnienie	Jedn.	2005	2010	2012
Produkcja	mln ton	153,7	178,7	201,5
udział w produkcji światowej	%	3,5	3,4	3,4
Zużycie	mln ton	96,4	97,8	116,9
udział w zużyciu światowym	%	2,2	1,9	2,0
Eksport	mln ton	76,0	114,2	115,9
udział eksportu w produkcji krajowej	%	49,5	63,9	57,5
udział w eksporcie światowym	%	13,7	14,5	12,0

Źródło: opracowanie własne na podstawie (IEA – Coal Information 2010, 2013)

2005–2012) około 94 mln ton/rok (Tarazanow 2007–2013). Należy jednak nadmienić, że w pozycji „węgiel do energetyki” rosyjskie statystyki podają wszystkie typy węgla zużywanych przez elektrownie (łącznie z w. brunatnym, koksowym i antracytem) (Kožuchowski 2013a).

Podobnie jak produkcja, również stale wzrasta również eksport z Rosji. Jeszcze w roku 2005 na rynek międzynarodowy wyeksportowano 76 mln ton węgla energetycznego (połowę produkcji krajowej), a w 2012 wzrósł on o 53% (tab. 7.2). Największy, 15% udział eksportu w skali globalnej Rosja uzyskała w 2010 r. W roku 2030 Rosja planuje zwiększyć eksport do poziomu 170 mln ton, z których 74% (125 mln ton) ma stanowić węgiel energetyczny (Dołgosrocznaja...). Jednakże wielkość eksportu węgla z Rosji uwarunkowana jest nie tylko wielkością produkcji, ale przede wszystkim warunkami cenowymi panującymi na rynku międzynarodowym węgla i frachtów morskich oraz relacją rubla do dolara amerykańskiego. Korzystny przelicznik walutowy jest również jednym z czynników osłabiających lub wzmacniających eksport węgla.

W celu zmniejszenia kosztów transportu do odbiorców azjatyckich Rosja podejmuje decyzje o rozbudowie górnictwa węgla zwłaszcza na Dalekim Wschodzie. Między innymi planuje wybudować nowe kopalnie węgla energetycznego w Zabajkalskim Kraju (złóże Zaszłasnkij) oraz w Obwodzie Kemerowskim i Sachalińskim (Stala-Szługaj 2013a). Eksploatująca przykładowo na Sachalinie spółka Sachalinugol głównie nakierowana jest na rynek międzynarodowy (www.mscu.ru). W roku 2012 aż 72% produkcji (tj. 1,3 mln ton) stanowił eksport do Japonii, Korei Płd. oraz Chin.

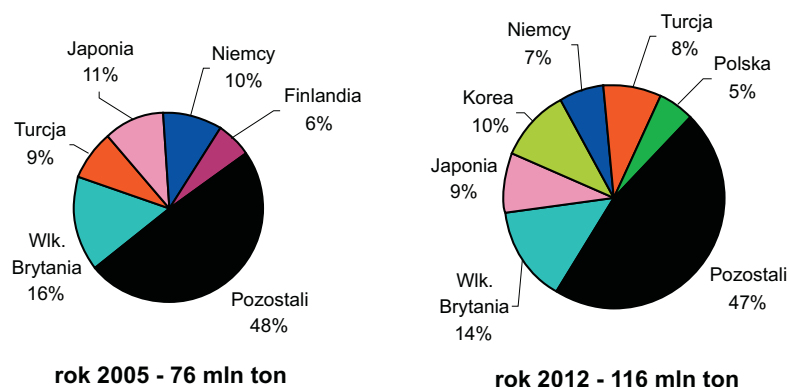
Dodatkowo w swych długoterminowych planach rozwoju górnictwa węgla Rosja uwzględnia również konieczność budowy nowych zakładów przerobczych (np. w Kemerowie, Chabarowskim Kraju oraz na Sachalinie).

Rosja importuje węgiel energetyczny głównie z Kazachstanu wielkości 20–30 mln ton/rok. Węgiel ten przeznaczony jest do elektrowni głównie w Jekaterinburgu i Czela- bińsku. Taka struktura importu powiązana jest z rozpadem Związku Radzieckiego, w efekcie którego kopalnie zostały po stronie kazachskiej, a odbierające od nich węgiel elektrownie – po stronie rosyjskiej.

Udział Rosji w światowym handlu węglem energetycznym

Jak już wspomniano prognozy rozwoju górnictwa węgla w Rosji wiążą się głównie z dalekowschodnimi złożami węgla. Podobnie, jak wielu innych światowych producentów węgla Rosja upatruje swych kluczowych odbiorców w krajach azjatyckich. W tym celu szczególnie w tamtej części Rosji nie tylko rozwijana jest infrastruktura kolejowa, ale również buduje się nowe oraz modernizuje istniejące porty morskie (na przykład przy- taczany wcześniej port Vanino (Muchke) czy na Sachalinie – port Szachtiersk).

Zmiany kierunku eksportu dobrze ilustruje wykres na rysunku 7.6. Jeszcze w roku 2005 głównym rynkiem zbytu były państwa europejskie: Wielka Brytania (16%), Niemcy (10%) czy Finlandia (6%). Lukę po zmniejszającym się zapotrzebowaniu w Europie w roku 2012 wypełniły państwa azjatyckie: głównie Japonia i Korea. Przykładowo, w roku 2005 eksport węgla energetycznego do Korei wynosił zaledwie 2 mln ton, a w 2012 zwiększył się aż o 10 mln ton (wzrost o 397%).



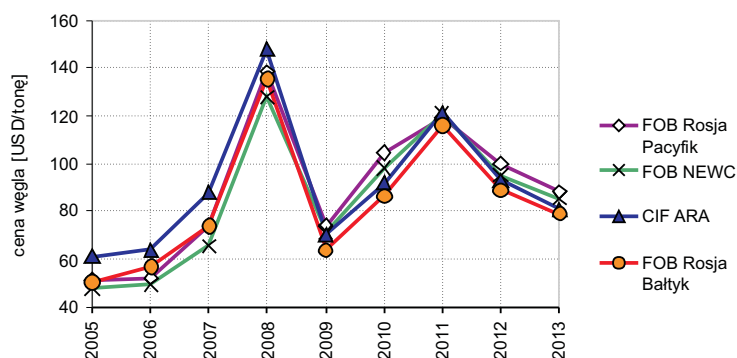
Rys. 7.6. Główni odbiorcy rosyjskiego węgla energetycznego w eksporcie w latach 2005 i 2012
Źródło: opracowanie własne na podstawie (IEA – Coal Information 2010, 2013)

Fig. 7.6. Main recipients of Russian steam coal exports in 2005 and 2012

Ceny węgla energetycznego

Położenie geograficzne Rosji oraz jej złóż węgla ułatwia eksport tego surowca na dwa główne rynki zbytu: Atlantyku i Pacyfiku. Najważniejszymi są ceny węgla notowane w portach bałtyckich (FOB Rosja Bałtyk) oraz w porcie Vostochny (FOB Rosja Pacyfik). Należy wspomnieć, że występuje duża korelacja rosyjskich cen węgla z benchmarkowymi cenami węgla z rynków międzynarodowych (Grudziński 2012).

Na rysunku 7.7 porównano rosyjskie węgle (FOB Rosja Bałtyk i FOB Rosja Pacyfik) z CIF ARA oraz FOB Newcastle (FOB NEWC). W stosunku do cen węgla z Australii Rosjanie wykorzystują premię odległościową wynikającą z renty geograficznej. Powoduje to, że węgiel FOB Rosja Pacyfik jest droższy od FOB NEWC o około 5–8%. Z kolei na rynku europejskim muszą konkurować z węglem oferowanym w portach ARA (CIF ARA) przez innych dostawców światowych. Chcąc utrzymać konkurencyjność własnych dostaw ceny węgla oferowanego w portach bałtyckich (FOB Rosja Bałtyk) są niższe o 3–5% od cen CIF ARA.



Rys. 7.7. Ceny węgla energetycznego na rynku rosyjskim na tle indeksu spot FOB Newcastle oraz CIF ARA w latach 2005–2013

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

Fig. 7.7. Steam coal prices in the Russian market against spot FOB Newcastle index and CIF ARA index in the years 2005–2013

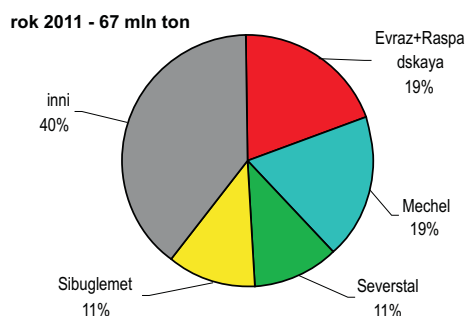
Ceny węgla rosyjskiego w stosunku do roku 2005 są wyższe, w granicach 74–83%, a w stosunku do 2010 roku są niższe o 12%.

7.5. Węgiel koksowy

W skali światowej Rosja jest czwartym producentem węgla koksowego, a w grupie eksporterów zajmuje obecnie piątą pozycję (w roku 2011 została wyprzedzona przez Mongolię, która zwiększyła wydobycie i sprzedaż do Chin (z 4 mln ton w roku 2009 do 19–20 mln ton w latach 2011–2012).

Wydobycie węgla koksowego w Rosji stanowi około 20% produkcji węgla ogółem. Głównym regionem produkcji jest Kuzbass, gdzie koncentruje się ponad 80% krajowego wydobycia węgla koksowego.

Około 70% produkcji węgla koksowego pochodzi z kopalń należących do koncernów: Raspadskaya, Evraz, Mechel, Sibuglemet i Severstal-Resource (rys. 7.8). W 2012 roku Evraz, po nabyciu 82% udziałów OJSC Raspadskaya, stał się największym producentem węgla metalurgicznego (koksowego i PCI) w Rosji.



Rys. 7.8. Główni producenci węgla koksowego w Rosji
 Źródło: na podstawie danych: Tarazanov (2012)

Fig. 7.8. Russia's major coking coal producers

Evrast – korporacja zajmująca się produkcją stali, koksu, węgla, rudy żelaza. Wchodzący w skład holdingu Yuzhkuzbassugol wydobywa ponad 10 mln ton węgla w siedmiu kopalniach. Posiada dwa zakłady przerobcze. Produkcja surowego węgla koksowego jest na poziomie 8,5 mln ton, a koncentratu węgla koksowego – 4,1 mln ton. Raspaskaya, w skład której wchodzi cztery kopalnie podziemne (w tym jedna w budowie), jedna odkrywkowa i zakład przerobczy produkuje około 7 mln ton węgla koksowego.

Koncern Evrast prowadzi inwestycje mające zwiększyć wydobycie węgla typu K (*hard*) z kopalń Kureinsky (Kuzbass) i Denisovskaya (Yakutia). Ponadto Evrast wygrał przetarg na eksploatację złóż węgla koksowego w Republice Tuva we wschodniej Syberii. Inwestycje rozpoczęły się w 2010 roku, a docelowo do roku 2016 wydobycie ma osiągnąć poziom około 10 mln ton (www.evraz.com).

Mechel Mining Group (wchodzący w skład holdingu Mechel) – producentami węgla koksowego są: Southern Kuzbass (Kemerovo) i Yakutugol (Sakha Republic) W 2012 r. produkcja koncentratu węgla koksowego wyniosła 11,5 mln ton, węgla PCI 2,4 mln ton i antracytu 2,4 mln ton.

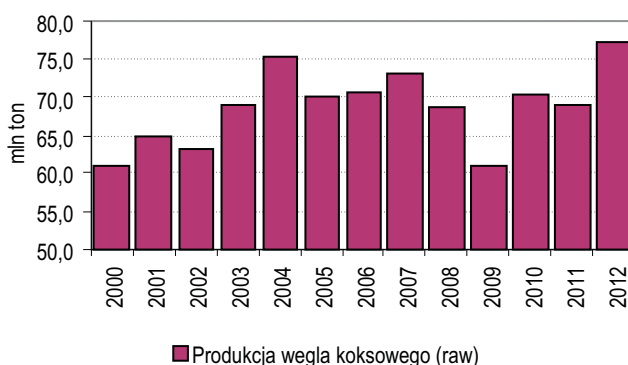
JSC Mechel prowadzi projekt rozwojowy *Elga coking coal* (Yakutia). Produkcja węgla koksowego została uruchomiona pod koniec 2011 r. Wydobycie nastąpiło jeszcze przed zakończeniem budowy linii kolejowej łączącej kopalnię z federalnymi rosyjskimi liniami kolejowymi. W lutym 2008 r. Mechel rozpoczął budowę linii kolejowej, a w styczniu 2012 r. ogłosił oddanie do użytku linii łączącej złożę Elga ze stacją Ulak. Pod koniec 2012 r. została zakończona budowa zakładu przerobczego o wydajności 3 mln ton rocznie koncentratu węgla koksowego. Planowana moc produkcyjna kompleksu ma w roku 2015 wynieść 9 mln ton węgla surowego (6 mln ton ton handlowego), a w roku 2021 – 27 mln ton (18 mln ton węgla handlowego). Produkowany węgiel ma być eksportowany głównie na rynek Pacyfiku (www.mechel.com).

Severstal Resource – wchodzący w skład grupy Vorkutaugol (Vorkuta, Komi Republic) produkuje węgiel koksowy typu *hard*, *semi-soft* oraz węgiel energetyczny. W 2012 roku

produkcja węgla surowego wyniosła 13 mln ton, węgla handlowego 8 mln ton, a koncentratu węgla koksowego – 5,3 mln ton.

Sibuglemet – spółka węglowa działająca w regionie Novokuznetsk; w skład holdingu wchodzi trzy kopalnie i Yuzhnaya Coal Company oraz zakłady przerobcze. W 2012 r. wydobyte było na poziomie 10,7 mln ton w tym: węgiel koksowy typu *hard* (LV i HV) oraz węgiel energetyczny (www.sibuglemet.ru)

W rosyjskich źródłach informacje statystyczne podające wydobyte węgiel dotyczą zazwyczaj produkcji węgla surowego (raw) i nie są porównywalne z danymi z innych publikacji (np. Coal Information). Wykres na rysunku 7.9 pokazuje rozwój produkcji surowego węgla koksowego w Rosji w latach 2000–2010. W okresie tym wydobyte węgiel koksowego wzrosło o prawie 27%, z 61 do 77 mln ton.



Rys. 7.9. Produkcja surowego węgla koksowego w Rosji w latach 2000–2012
Źródło: na podstawie danych: Alekseev 2013

Fig. 7.9. Production of raw coking coal in Russia in the years 2000–2012

Prawie cały węgiel koksowy (ponad 90% produkcji) kierowany jest do zakładów przerobczych. W 2012 produkcja koncentratu węgla koksowego wyniosła 50 mln ton (wzrost o 8% w porównaniu z 2011 r.) (Alekseev 2013).

W strukturze jakościowej produkowanych węgla koksowych około 39% stanowi węgiel typu *hard*, 21% węgla typu *semi-hard*, a około 40% węgla *semi-soft*.

Sektor wydobywania węgla koksowego w Rosji w dużym stopniu kontrolowany jest przez przemysł metalurgiczny, który zużywa ponad 50% wydobywanego węgla koksowego i produkuje ponad 80% koksu wytwarzanego w kraju.

Produkcja koksu w Rosji w ostatnich latach obniżyła się z 32 mln ton w roku 2007 do 29 mln w roku 2012; w efekcie zużycie węgla do produkcji koksu spadło z 44 mln ton do około 40–42 mln ton aktualnie (Tarazanow 2013). Nadwyżki produkcji węgla (koksowych i PCI) ponad zapotrzebowanie rynku wewnętrznego kierowane są na eksport.

Bilans węgla metalurgicznego na rynku rosyjskim przedstawia tabela 7.3.

Tabela 7.3

Bilans węgla metalurgicznego w Rosji

Table 7.3

Metallurgical coal balance on Russian market

Wyszczególnienie	Jedn.	2005	2010	2012
Produkcja węgla surowego	mln ton	69,9	70,3	77,2
Węgiel wzbogacany	mln ton	64,2	66,8	75,2
Zużycie w przemyśle stalowym	mln ton	45,3	49,8	56,3
Zużycie do produkcji koksu	mln ton	40,4	39,2	42,3
Eksport	mln ton	10,0	18,0	18,2
Udział w eksporcie światowym	%	4,8	6,4	6,3
Import	mln ton	0,9	0,9	1,6
Udział importu w zużyciu	%	2,0	1,8	2,8

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych: Coal Information 2013, Tarazanov 2012

Udział Rosji w światowym handlu węglem metalurgicznym

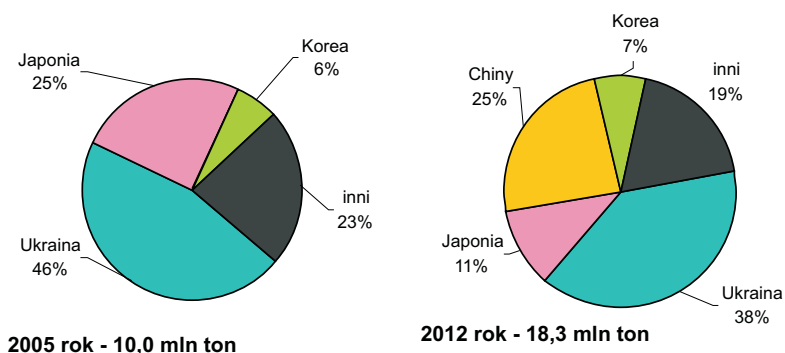
Eksport węgla metalurgicznego z Rosji w ostatnich latach kształtował się na poziomie 10–12 mln ton. Po wzroście do 18 mln ton w 2010 r. (w wyniku dużego popytu ze strony odbiorców azjatyckich), w roku następnym eksport spadł o 21% do 14,2 mln ton. W 2012 r. eksport ponownie wzrósł do 18 mln ton, a udział węgla metalurgicznego w całym eksporcie węgla z Rosji wyniósł 13%.

Tradycyjnie, głównym odbiorcą eksportowanego węgla jest Ukraina (ok. 40% sprzedaży zagranicznej), a obecnie duże ilości węgla kierowane są do Chin (4,5 mln ton), Japonii (2 mln ton) i Korei (1,2 mln ton). Udział rynku azjatyckiego w eksporcie węgla rosyjskiego wzrósł z 32% w roku 2005 do 44% w roku 2012. Kluczowym odbiorcą na tym rynku stały się Chiny, gdzie skierowano 25% sprzedaży zagranicznej.

Głównych odbiorców rosyjskiego węgla koksowego i ich udział w eksporcie w latach 2005 i 2012 pokazuje diagram na rysunku 7.10.

Zaspokojenie popytu na rynku krajowym i wzrost podaży na eksport będzie możliwe w wyniku zagospodarowania nowych złóż zlokalizowanych w trudno dostępnych regionach Dalekiego Wschodu. W efekcie utrzymywania się wysokich cen węgla koksowego w ostatnich latach kilka rosyjskich spółek nabyło prawa do rozpoczęcia eksploatacji węgla w obszarach niezagospodarowanych, zlokalizowanych głównie na rosyjskim dalekim wschodzie, w południowej i zachodniej Syberii i w północno-zachodniej części Republiki Komi. Scenariusz ten będzie realizowany, jeżeli utrzyma się korzystny rynek dla węgla koksowego.

Według długoterminowych planów rozwojowych do roku 2030 Rosja przewiduje budowę nowych kopalń węgla koksowego w Obwodzie Kemerowskim i Rostowskim (złóże



Rys. 7.10. Główni odbiorcy rosyjskiego węgla koksowego w eksporcie w latach 2005 i 2012
 Źródło: na podstawie danych: IEA – Coal Information 2013

Fig. 7.10. Main recipients of Russian coking coal exports in 2005 and 2012

Tacinskij), Republice Jakucji (złóże Elginskoje), Komi (złóże Usinskij-3) i Tuwy (złóże Mezegejskoje, Elegetskoje i Centralnyj), a także w Zabajkalskim Kraju (złóże Apsatskij). Natomiast w Chabarowskim Kraju (złóże Urgalskoje) istniejące kopalnie mają zostać zmodernizowane (Stala-Szlugaj 2013a).

Import węgla koksowego do Rosji kształtuje się od lat na poziomie 1–1,6 mln ton głównie z Kazachstanu.

7.6. Rola węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej w Rosji

Oparta na paliwach kopalnych (ropie, gazie i węglu) energetyka ciepła wytwarza około 67% energii elektrycznej w Rosji. Pozostałe 17% produkowane jest w elektrowniach wodnych, a 16% generuje energetyka jądrowa. Sektor energetyczny Rosji tworzy ponad 440 elektrowni ciepłych (około 77 z nich jest elektrowniami węglowymi), 32 elektrownie wodne oraz 10 elektrowni jądrowych (EIA – Russia... 2013).

Rozkład elektrowni węglowych nie jest równomierny w całym kraju. W europejskiej części Rosji dominują elektrownie gazowe z udziałem na poziomie około 94% (dane za 2012 r.), a udział elektrowni węglowych jest marginalny (5%). Odmienna sytuacja występuje w części azjatyckiej: na Syberii energetyka węglowa stanowi aż 87%, a na Dalekim Wschodzie 64% (Kozuchowski 2013b).

W roku 2011 produkcja energii elektrycznej w Rosji wyniosła 1053 TWh, co stanowiło 5% energii wytworzonej w skali globalnej (tab. 7.4). W stosunku do roku 2005 produkcja ta wzrosła o 11% (tj. o 102 TWh). Dla porównania wielkość produkcji energii w Polsce w 2012 r. wynosi 162 TWh energii.

Natomiast w elektrowniach spalających węgiel wytworzono 164 TWh, a ich udział w bilansie energetycznym Rosji wyniósł 16%. Pomiędzy rokiem 2005 a 2011 zużycie energii

Tabela 7.4

Pozycja węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej w Rosji

Table 7.4

Position of coal in electricity generation in Russia

Wyszczególnienie	Jedn.	Rok		Zmiana 2005–2011		Udział w świecie w 2011 r. [%]
		2005	2011	w jedn. nat.	%	
Ludność	mln	143	142	–1	–1	2
Produkcja energii elektrycznej	TWh	951	1 053	102	11	5
w tym z węgla	TWh	166	164	–2	–1	2
udział en.el. z węgla	%	17	16			
Zużycie energii elektrycznej	TWh	828	927	99	12	32
na mieszkańca	kWh/capita	5 786	6 533	747	13	32

Uwaga: węgiel – łącznie: w. kamienny i w. brunatny

Źródło: opracowanie własne na podst. IEA – KWES (2007, 2013)

elektrycznej zwiększyło się o 99 TWh (wzrost o 12%). W sumie kraj ten zużywa 32% energii elektrycznej wyprodukowanej w świecie.

W elektrowniach węglowych w Rosji w 90% energia elektryczna powstaje w wyniku spalania węgla: brunatnego, energetycznego typu G i D (*long flame coal*) oraz importowanego z Kazachstanu ekibastuskiego węgla koksowego typu SS (*weakly caking coal*). Podrzędne znaczenie (łącznie ok. 10%) mają elektrownie zużywające węgiel koksowy typu SS i T (*lean coal*) oraz antracyt (Kożuchowski 2013a). Według strategii energetycznej Rosji w roku 2030 udział węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej ma wzrosnąć do 37% i wynieść 211 mln ton węgla.

Długoterminowy plan rozwoju górnictwa węgla w Rosji (Dołgosrocznaja...) przewiduje budowę nowych elektrowni węglowych, między innymi w Obwodzie Kemerowskim (o mocach 500 MW i 40 MW) i Irkuckim (o mocy 400 MW i 2000 MW), w Republice Jakucji (o mocy 1800 MW) oraz Zabajkalskim Kraju (1500 MW).

8. RPA (Republika Południowej Afryki)

8.1. Informacje ogólne

Republika Południowej Afryki (RPA) jest największą gospodarką na kontynencie afrykańskim. Chociaż szczególnego przyspieszenia doznaje po zakończeniu ery apartheidu (1994 r.), to jednak problemy gospodarcze z tamtych czasów pozostają (zwłaszcza ubóstwo i brak udziału gospodarczego wśród grup defaworyzowanych). PKB zaczyna powoli rosnąć, by w latach 2005–2007 utrzymywać się powyżej 5% (dane Banku Światowego – www.data.worldbank.org/indicator).

Będąc krajem wybitnie uzależnionym od eksportu surowców (jak złoto, platyna czy węgiel) dotyka ją silnie światowy kryzys gospodarczy z lat 2008–2009. Wówczas pierwszy raz od 17 lat RPA znalazła się na krawędzi recesji (ujemny wzrost PKB o 1,5%). Sytuację eksporterów pogarsza dodatkowo umacniający się kurs randa (ZAR) do dolara: zmiana z około 10 ZAR/USD (na początku 2009 r.) do około 7,5 ZAR/USD (pod koniec 2009 r.). W następnych latach wzrost PKB utrzymuje się na poziomie 3%.

Sektor energetyczny RPA bazuje głównie na energochłonnym przemyśle górniczym. Kraj ten dysponuje niewielkimi złożami konwencjonalnymi ropy naftowej i gazu ziemnego, a większość ropy sprowadzanej z Bliskiego Wschodu i Afryki Zachodniej zużywa głównie sektor transportowy. Kraj ten dysponuje również wysoko rozwiniętym przemysłem paliw syntetycznych opartych na węglu (EIA – South Africa... 2013).

Według szacunków EIA (EIA – South Africa... 2013) kraj ten może posiadać znaczne zasoby gazu łupkowego. Co prawda w kwietniu 2011 r. rząd uchwalił moratorium w sprawie wydawania nowych koncesji na poszukiwanie gazu łupkowego (związane ze środowiskowymi zastrzeżeniami do metody szczelinowania hydraulicznego), jednakże już we wrześniu 2012 r. wycofał się z tej decyzji upatrując w gazie łupkowym niezawodną alternatywę dla węgla i gazu ziemnego.

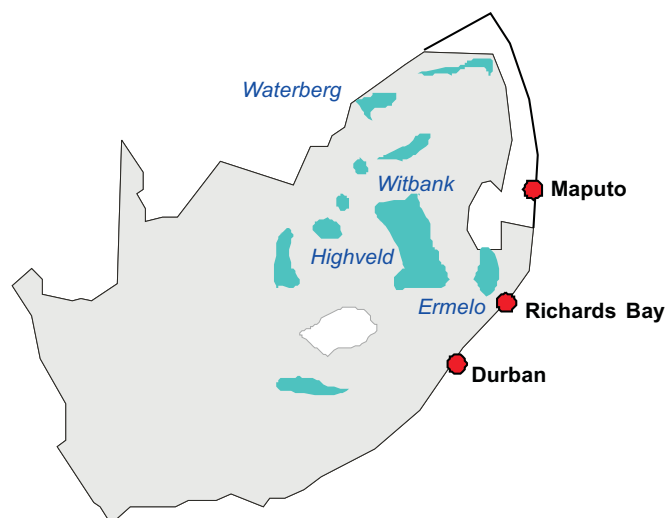
Węgiel odgrywa ważną rolę w gospodarce energetycznej Republiki Południowej Afryki: odpowiada on za 69% zużycia energii pierwotnej, 93% energii elektrycznej i 30% paliw ciekłych ropopochodnych (Eberhard 2011). W strukturze zużycia nośników energii kolejne miejsce zajmuje ropa naftowa (16%), energetyka odnawialna (10%), a pozostały udział stanowi energetyka gazowa, wodna i jądrowa (Mali 2013).

RPA dysponuje jednym z największych na świecie terminali węglowych, a jego dogodne położenie geograficzne sprawia, że – w zależności od koniunktury – kraj ten może koncentrować się na dostawach węgla na rynek europejski czy też na rynek azjatycki.

8.2. Zasoby węgla kamiennego

Łączna baza zasobowa węgla w RPA według World Energy Council (www.worldenergy.org) szacowana jest na 30,2 mld ton węgla bitumicznego i antracytu, a ich wystarczalność na 116 lat (BP 2013). Udział zasobów węgla RPA w skali globalnej wynosi 3,5%, co plasuje ją na dziewiątym miejscu w świecie. Węgiel bitumiczny stanowi około 96% zasobów, a udział węgla metalurgicznego i antracytu wynosi po 2% (Eberhard 2011).

RPA posiada jedenaście złóż węgla w większości położonych w Basenie Centralnym. Wiodącą rolę odgrywa (położone w prowincji Mpumalanga) zagłębie Witbank oraz Highveld i Ermelo (rys. 8.1), z których produkcja najprawdopodobniej osiągnie szczyt w przyszłej dekadzie. Przyszłość południowoafrykańskiego górnictwa węglowego wiąże się również z rozwojem nowego regionu węglowego – złoża Waterberg. Złoże to położone jest w graniczącej z Mozambikiem prowincji Limpopo (na północy RPA).



Rys. 8.1. Orientacyjne położenie złóż węgla w RPA oraz ważniejszych portów
Źródło: opracowanie własne na podstawie (Walker 2000; RWE 2007; Eberhard 2011)

Fig. 8.1. Approximate location of coal deposits in South Africa and major ports

Wydobycie węgla prowadzone jest w zarówno w kopalniach podziemnych (51%), jak i odkrywkowych (49%). Największa produkcja węgla energetycznego pochodzi z ośmiu mega-kopalni (o rocznej produkcji rzędu 10 mln ton każda). Siedem z nich położonych jest w Basenie Centralnym, a jedna – w Waterberg.

Ponad 80% węgla handlowego Republiki Południowej Afryki produkowana jest przez pięć czołowych koncernów górniczych (według udziału w produkcji): Anglo American, Exxaro, Sasol, BHP-Billiton i Xstrata.

Największym producentem węgla w RPA jest spółka Anglo American, która około 70% produkcji kieruje na rynek wewnętrzny, a pozostałą część przeznaczają na eksport

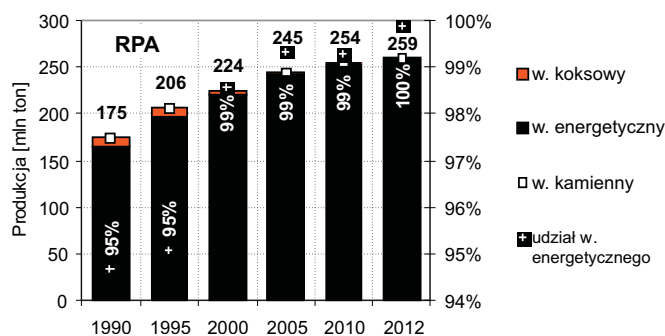
(www.angloamerican.co.za). Południowoafrykańska spółka górnicza Exxaro Resources jest drugim co do wielkości producentem węgla w RPA. Podobnie jak poprzedni producent – spółka ta przede wszystkim dostarcza na rynek krajowy, a eksport stanowi niecałe 10% (www.exaro.com). Exxaro jest przedsiębiorstwem objętym programem BEE (*Black Economic Empowerment*). Program BEE został zainicjowany przez rząd RPA w roku 2003 w celu korygowania nierówności apartheidu i udostępniania przywilejów gospodarczych czarnoskórym obywatelom (np. prawo do posiadania reprezentacji w zarządach oraz do szkoleń zawodowych). Obowiązujące w RPA Prawo Rozwoju Zasobów Surowców Mineralnych i Ropy oraz Karta Praw Górniczych gwarantują czarnoskórej ludności prawo do kontroli 26% całego przemysłu wydobywczego do 2014 roku.

Na uwagę zasługuje również spółka Sasol produkująca rocznie około 45–47 mln ton węgla z przeznaczeniem do produkcji paliw płynnych i gazowych. Sasol posiada w RPA największy na świecie zakład upłynniania węgla (CTL – *coal-to-liquids*) w miejscowości Secunda (o zdolności 160 000 baryłek/dobę). W 2009 roku utworzył – na zasadzie *joint venture* z miejscowym producentem węgla Exxaro – nową spółkę, która dostarcza węgiel dla nowej instalacji CTL w prowincji Limpopo.

Obecna struktura górnictwa węglowego RPA z jego pięcioma dominującymi koncernami ma swoje historyczne powiązania z rozwojem górnictwa i polityki przemysłowej w ciągu ostatnich 120 lat (Eberhard 2011). Motorem rozwoju eksploatacji węgla, a później elektrowni węglowych, było przede wszystkim zapotrzebowanie energetyczne kopalń złota i diamentów oraz kolei. W pierwszej połowie XX wieku prawie wszystkie kopalnie węgla były własnością tzw. *Gold-mining houses*.

Rozwój produkcji węgla kamiennego w RPA w latach 1990–2012 ilustruje rysunek 8.2. Liczby wyrażają sumaryczną produkcję węgla kamiennego; w procentach podano udział węgla energetycznego w produkcji.

Obecnie prawie całą eksploatację (ok. 99%) stanowi węgiel energetyczny.



Uwaga: udział węgla koksowego – uzupełnienie do 100%

Rys. 8.2. Rozwój produkcji węgla kamiennego w RPA w latach 1990–2012
Źródło: opracowanie własne na podstawie (IEA – Coal Information 2010, 2013)

Fig. 8.2. Development of hard coal production in South Africa in the years 1990–2012

Na rynek międzynarodowy RPA kieruje węgiel energetyczny o wartości opałowej z przedziału 5400–6700 kcal/kg (tj. około 22,6–28 MJ/kg). Zawartości popiołu mieszczą się w granicach 4–15%, a siarki – od 0,5 do 1,0% (VDKI 2013). Krajowe elektrownie zużywają węgle o niższej wartości opałowej oraz wyższej zawartości popiołu (Eberhard 2011).

8.3. Zagadnienia transportu węgla

Z kopalń do portów morskich węgiel przewożony jest przede wszystkim transportem kolejowym należącym do państwowego operatora – spółki Transnet. Najbliżej wybrzeża Oceanu Indyjskiego – około 580 km – położone są złoża z Basenu Centralnego (m.in. Ermelo, Highveld, Vereeniging/Sasolburg i Witbank) (rys. 8.1). Podstawową rolę pomiędzy tymi złożami a najważniejszym w RPA terminalem węglowym Richards Bay odgrywa węglowa linia kolejowa Blackhill. Kopalnie w Waterberg oddalone są od wybrzeża aż o 1050 km (Eberhard 2011). W związku z tym, że nie zbudowano jeszcze osobnej linii węglowej, do transportu wykorzystuje się istniejący system sieci linii kolejowych Transnet.

Zdolność przewozowa Transnetu – w odniesieniu do węgla – wynosi nieco ponad 70 mln ton rocznie, a po modernizacji ma wzrosnąć do 81 mln ton (w 2016 r.).

Eksport węgla z RPA realizowany jest prawie wyłącznie przez potężny terminal węglowy w porcie Richards Bay (RBCT). Położony na wschodnim wybrzeżu Afryki Południowej jest jednym z największych terminali eksportowych węgla na świecie. Swą działalność RBCT rozpoczął w 1976 roku. Dzięki licznym rozbudowom zwiększył on roczne zdolności przeładunkowe z początkowych 12 do 91 mln ton (www.rbct.co.za). Jednak dużym ograniczeniem jest wspomniana wcześniej przepustowość linii kolejowych. Z prognoz Transnet wynika, że w ciągu następnych 15–20 lat eksport węgla przez RBCT może wzrosnąć do 81–83 mln ton/rok – a więc zdolności portu nie będą w pełni wykorzystane.

Terminal węglowy RBCT jest własnością wiodących firm górniczych, jak BHP-Billiton, Anglo American, czy Xstrata oraz kilku mniejszych. Skutkuje to tym, że firmy te dysponują większością uprawnień (przdziałów do wykorzystania zdolności portu) do ekspedycji węgla przez port RBCT. Przykładowo, spółka Anglo American może rocznie eksportować 19,8 mln ton węgla, BHP-Billiton – 17,95 mln ton, a Xstrata – 15,05 mln ton.

Większość nowych zdolności przeładunkowych w porcie ma być użytkowana przez spółki należące do afrykańskich mieszkańców RPA (BEE). Przez RBCT port przechodzi niemal cały eksport węgla południowoafrykańskiego, który trafia głównie do Europy, Chin, Indii, a także do Japonii.

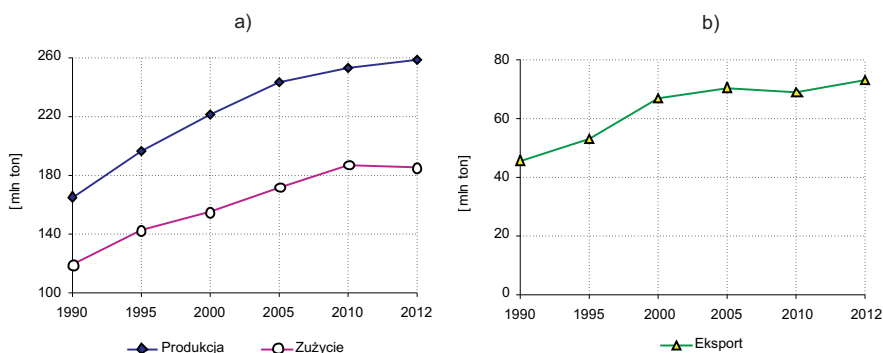
Inne porty, przez które eksportowany jest węgiel z RPA, to Durban (2 mln ton/rok) oraz Matola i Maputo w sąsiednim Mozambiku (po 2 mln ton). Dzięki rozbudowie terminalu w Maputo zwiększyła się przepustowość portu do 4,5 mln ton. Planowana jest także rozbudowa linii kolejowej z południowoafrykańskich kopalń do tego portu.

8.4. Węgiel kamienny energetyczny

Głównym bodźcem rozwoju górnictwa węgla oraz energetyki węglowej w RPA było stale rosnące zapotrzebowanie ze strony zarówno kopalń złota i diamentów, jak również transportu kolejowego. Rynek wewnętrzny potrzebował tak znacznych ilości krajowego węgla, że w połowie XX wieku rząd wprowadził drastyczne ograniczenia eksportu.

Początek intensywnego rozwoju eksportu węgla z RPA wiąże się z rokiem 1971. Wówczas spółka Transvaal Coal Owners Association (TCOA) podpisała dziesięcioletni kontrakt na dostawę węgla koksowego (*blended coking coal*) do siedmiu japońskich stalowni. Początkowo roczne dostawy węgla wynosiły 100 tys. ton, a w latach 1976–86 wzrosły do 2,7 mln ton/rok (Eberhard 2011). Kolejnym ważnym impulsem rozwoju eksportu węgla z RPA stał się kryzys naftowy z lat 1973–74, który otworzył przed RPA rynek europejski. Stan ówczesnej infrastruktury kolejowej i portowej uniemożliwił wzrost eksportu węgla (a zwłaszcza obsługę dużych masowców japońskich) dlatego w roku 1976 rząd zdecydował się na budowę nowego portu w Richards Bay. Ostateczne ograniczenia na eksport węgla RPA zniosła w roku 1991.

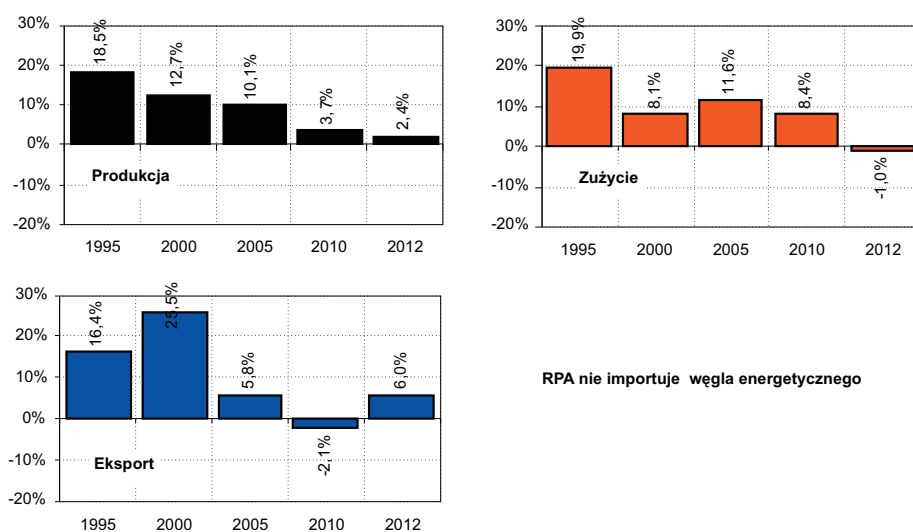
W ostatnich latach zarówno produkcja węgla energetycznego, jak i jego zużycie pozostaje na stabilnym poziomie (rys. 8.2, 8.3, 8.4). W roku 2012 kopalnie RPA wyeksportowały 259 mln ton, co stanowi ponad 4% produkcji w skali globalnej (tab. 8.2). W latach 2005–2012 średnioroczne tempo wzrostu produkcji wynosi prawie 1%.



Rys. 8.3. Rozwój produkcji i zużycia (a) oraz eksportu (b) węgla energetycznego w RPA w latach 1990–2012
Źródło: opracowanie własne na podstawie (IEA – Coal Information 2010, 2013)

Fig. 8.3. Development of production and consumption (a), and exports (b) of steam coal in South Africa in the years 1990–2012

Dużym konsumentem węgla jest rynek wewnętrzny (a zwłaszcza energetyka) zużywający przeciętnie $\frac{3}{4}$ produkcji krajowej (rys. 8.3, tab. 8.2). W stosunku do roku 2005 zużycie węgla w RPA zwiększyło się o 7% i w 2012 wyniosło 185 mln ton. Średnioroczne tempo wzrostu zużycia węgla w ciągu analizowanych siedmiu lat wynosi prawie 13%.



Rys. 8.4. Dynamika zmian produkcji i zużycia oraz eksportu i importu węgla energetycznego w RPA w latach 1990–2012

Źródło: opracowanie własne na podstawie (IEA – Coal Information 2010, 2013)

Fig. 8.4. Dynamics of production and consumption, and exports and imports of steam coal in South Africa in the years 1990–2012

Tabela 8.2

RPA – produkcja, zużycie i eksport węgla energetycznego w latach 2005–2012

Table 8.2

South Africa – production, consumption and export of steam coal in the years 2005–2012

Wyszczególnienie	Jedn.	2005	2010	2012
Produkcja	mln ton	243,3	252,4	258,5
udział w produkcji światowej	%	5,6	4,7	4,3
Zużycie	mln ton	172,4	186,9	185,0
udział w zużyciu światowym	%	3,9	3,6	3,2
Eksport	mln ton	70,9	69,4	73,6
udział eksportu w produkcji krajowej	%	29,1	27,5	28,5
udział w eksporcie światowym	%	12,8	8,8	7,6

Źródło: opracowanie własne na podstawie (IEA – Coal Information 2010, 2013)

Pozostałą część produkcji RPA kieruje na rynek międzynarodowy. W roku 2005 udział eksportu węgla z RPA wynosił prawie 13% rynku światowego, a w 2012 spadł do 8%. W latach 2005–2012 średnioroczne tempo wzrostu eksportu węgla wynosiło 0,5%. Jednakże dużym ograniczeniem w zwiększeniu eksportu węgla jest niewystarczająca przepustowość linii kolejowych oraz brak planowania i koordynacji pomiędzy prywatnymi kopalniami, państwowymi kolejami i zdolnością przeładunkową portów.

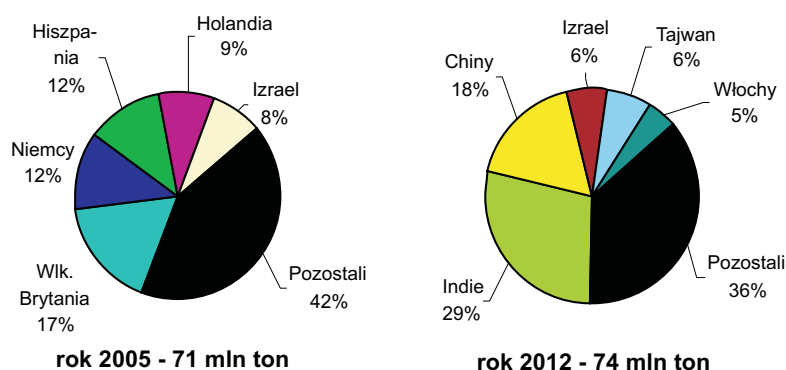
RPA nie prowadzi importu węgla energetycznego.

Przedstawioną na rysunku 8.4 dynamikę zmian produkcji, zużycia i eksportu węgla energetycznego obliczono dla takich interwałów czasowych, jak pokazane na rysunku 8.3 tzn. dla roku 1995 rokiem odniesienia był 1990, a dla 2012 – rok 2010.

Udział RPA w światowym handlu węglem energetycznym

Obecnie udział RPA w światowym rynku węgla energetycznego wynosi 8%. Dla porównania w roku 2005 udział eksportu węgla południowoafrykańskiego w skali globalnej wynosił 13% (tab. 8.2). W roku 2005 głównym rynkiem zbytu węgla z RPA była Europa (przede wszystkim: Wlk. Brytania – 17%, Niemcy i Hiszpania – po 12% oraz Holandia – 9%). W 2012 kraj ten znalazł swych czołowych odbiorców na rynku azjatyckim (rys. 8.4). Kierunek azjatycki jest powszechnie uważany jako perspektywiczny dla eksportu węgla energetycznego.

W roku 2012 wiodącym odbiorcą stają się Indie (z 29% udziałem w eksporcie węgla z RPA). Jeszcze w roku 2005 eksport węgla kształtował się na poziomie 4 mln ton, a w 2012 zwiększył się aż o 17 mln ton (wzrost o 485%). Drugim ważnym odbiorcą są Chiny, do których kierowane jest 18% eksportu. Kolejnym istotnym azjatyckim importerem jest Tajwan: w roku 2005 kraj ten importował zaledwie 0,5 mln ton węgla, a w 2012 – aż 9-krotnie więcej.



Rys. 8.5. Główni odbiorcy południowoafrykańskiego węgla energetycznego w eksporcie w roku 2005 i 2012
Źródło: opracowanie własne na podstawie (IEA – Coal Information 2010, 2013)

Fig. 8.5. Main recipients of South African steam coal exports in 2005 and 2012

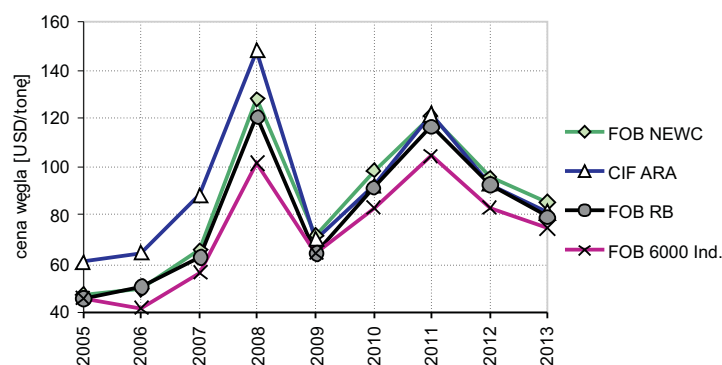
Ceny węgla energetycznego

W początkowym okresie ceny węgla z RPA były poziomem odniesienia dla innych cen kontraktów zawieranych w dostawie do Europy. Jeszcze w roku 2005 w RPA dominował rynek zbytu dla państw Unii Europejskiej; do niej łącznie kierowano aż 58% dostaw węgla (rys. 8.5). W związku ze zmniejszeniem się zapotrzebowania na węgiel w Europie i pojawieniu się go na rynku azjatyckim, od roku 2009 obserwowany jest wzrost eksportu węgla

do Indii. Węgiel z RPA stanowi bowiem coraz poważniejsze źródło zaopatrzenia dla indyjskich elektrowni, które też realizują program rozbudowy energetyki. W roku 2008 aż 1/3 eksportu z RPA znalazła zbyt właśnie w Indiach. RPA wykorzystwała korzystne położenie geograficzne względem indyjskich portów położonych w zachodniej części kraju oraz rentę geograficzną w stosunku do konkurencyjnych dostaw węgla sprowadzanego z Indonezji.

Indeks cenowy FOB Richards Bay (FOB RB) jest bardzo ważnym wskaźnikiem cen. Każda firma, która opracowuje indeksy dla rynków międzynarodowych w swych publikacjach za każdym razem uwzględnia indeks FOB RB. Jest to jeden z niewielu indeksów, którego notowania pojawiają się w notowaniach dziennych (od połowy 2010 r.).

Na rysunku 8.6 porównano ceny węgla z RPA (FOB RB) z ceną węgla w dostawie do Europy (CIF ARA) oraz z głównym wskaźnikiem cen dla rynku azjatyckiego – ceną FOB Newcastle (FOB NEWC). Dodatkowo ceny te porównano z cenami węgla indonezyjskiego – FOB 6000 Ind.



Rys. 8.6. Ceny węgla energetycznego na rynku RPA na tle indeksu spot CIF ARA, FOB Newcastle i FOB 6000 Ind. w latach 2005–2012

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

Fig. 8.6. Steam coal prices in the South African market against spot CIF ARA, FOB Newcastle and FOB 6000 Ind. index in the years 2005–2012

Od 2005 roku ceny FOB RB wzrosły o 73%. Tak jak cały światowy rynek w latach 2008–2013 podlegały dużym wahaniom w granicach wynoszących 120 dolarów (średnie roczne). W stosunku do roku 2010 i 2012 obecne wartości tego indeksu są niższe o 14%. Ceny FOB RB w całym analizowanym okresie są niższe od cen FOB NEWC o 5% i około 10% wyższe od FOB 6000 Ind.

8.5. Węgiel koksowy

Obecnie w RPA udział produkcji węgla koksowego (na poziomie 1–2 mln ton/rocznie) w produkcji węgla ogółem jest poniżej 1%. Od 1995 roku spadek wydobycia węgla koksowych wyniósł ponad 90%.

Produkcja węgla koksowego prowadzona jest aktualnie w dwóch kopalniach należących do koncernu Exxaro. RPA posiada duże złoża węgla koksowego, szczególnie w Limpopo w okolicach Messiny. Projekt Makhado, dla realizacji którego Coal of Africa (CoAL) szuka inwestorów, może stać się największym zakładem produkcji węgla koksowego w RPA. Odkrywkowa kopalnia może rozpocząć wydobycie pod koniec 2016 r. i produkować 2,3 mln ton węgla koksowego i 3,2 mln ton węgla energetycznego. Uruchomienie kopalni może zredukować import węgla koksowego, który jest teraz niezbędny do pokrycia potrzeb przemysłu hutniczego w kraju. ArcelorMittal, największy producent stali w RPA, importuje obecnie 1,8 mln ton węgla koksowego rocznie z Australii (www.miningweekly.com).

W tabeli 8.3 zamieszczono dane o produkcji, zużyciu i eksporcie węgla koksowego w RPA (brak jest wiarygodnych danych na temat importu).

Tabela 8.3

RPA – produkcja, zużycie i eksport węgla koksowego w latach 2005–2012

Table 8.3

South Africa – production, consumption and export of coking coal in the years 2005–2012

Wyszczególnienie	Jedn.	2005	2010	2012
Produkcja	mln ton	1,64	1,84	0,85
Zużycie		2,97	3,95	2,17
Eksport		0,52	x	0,75

Źródło: dane IEA – Coal Information 2013

8.6. Rola węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej w RPA

W Republice Południowej Afryki energetyka zdominowana jest przez elektrownie węglowe, w których zainstalowanych jest aż 85% z łącznych 41 GW (dane za rok 2011). Pozostałą strukturę w miksie energetycznym RPA tworzą elektrownie gazowe (6%), jądrowe (4%) i wodne (3%), a udział energetyki odnawialnej stanowi zaledwie 1% (www.globaltransmission.info). Produkcja energii elektrycznej ogółem wynosi (w 2011 r.) 263 TWh i w porównaniu z rokiem 2005 wzrosła o 7% (tab. 8.4). Z tego elektrownie węglowe wytworzyły aż 243 TWh, odnotowując 6% wzrost produkcji.

Ceny energii elektrycznej w RPA kontroluje NERSA (*National Energy Regulator of South Africa*), która odpowiada również za realizację planu energetycznego. Plan ten koncentruje się między innymi na dywersyfikacji źródeł oraz bezpieczeństwie dostaw energii, a także na forsowaniu nowych projektów energetycznych w różnych sektorach.

Obowiązująca polityka energetyczna RPA na lata 2010–2030 (IRP – *Integrated Resource Plan*) zakłada wzrost zainstalowanych mocy ogółem z 41 GW aż do 90 GW. Jednakże udział dominującej energetyki węglowej ma spaść do 46% i wynieść 41 GW. W przyszłym miksie energetycznym RPA (w roku 2030) energetyka jądrowa ma stanowić

Tabela 8.4

Pozycja węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej w RPA

Table 8.4

Position of coal in electricity generation in South Africa

Wyszczególnienie	Jedn.	Rok		Zmiana 2005–2011		Udział w świecie w 2011 r. [%]
		2005	2011	w jedn. nat.	%	
Ludność	mln	47	51	4	8	1
Produkcja energii elektrycznej	TWh	245	263	18	7	1
w tym z węgla	TWh	229	243	14	6	3
udział en.el. z węgla	%	93	93			
Zużycie energii elektrycznej	TWh	227	237	10	4	8
na mieszkańca	kWh/capita	4 848	4 694	–154	–3	23

Uwaga: węgiel – łącznie: w. kamienny i w. brunatny

Źródło: opracowanie własne na podst. IEA – KWES (2007, 2013), BP (2013)

13% zainstalowanej mocy, gazowa – 11%, wodna – 3%, a energetyka odnawialna ma wzrosnąć (łącznie) aż do 27% (www.energy.gov.za). Według harmonogramu IRP budowa nowych elektrowni węglowych przewidziana jest w dwóch etapach. Etap pierwszy obejmuje lata 2014–2015 i zakłada budowę dwóch 250 MW elektrowni, a pozostałe nowe moce mają być budowane sukcesywnie od roku 2019. Według przewidywań państwowego koncernu Eskom (największej spółki energetycznej RPA) do zapewnienia zaopatrzenia nowymi elektrowniami potrzebny będzie węgiel z 40 nowych kopalń.

W roku 2030 produkcja energii elektrycznej ma kształtować się na poziomie 437 TWh, z których 65% ma być wytwarzanych w elektrowniach węglowych. Plan ten kładzie również nacisk na rozwój energetyki jądrowej, w której docelowo ma być wytwarzanych aż 20% energii elektrycznej. Elektrownie gazowe będą generować zaledwie 3% energii, wodne – 5%, a pozostałą część energetyka odnawialna.

Największym producentem energii elektrycznej jest państwowa spółka Eskom, której elektrownie dostarczają prawie całą energię (95%) produkowaną w RPA. Z łącznych 41 GW mocy zainstalowanych w spółce (w 2011 r.) aż 85% posiadają elektrownie węglowe (Eskom–Annual...). Eskom spala ponad 120 mln ton/rok węgla pochodzącego głównie z kopalń, należących do wiodących światowych firm górniczych, jak BHP Billiton czy Anglo American.

Elektrownie węglowe Eskom spalają węgiel o niskiej wartości opałowej (4700 kcal/kg – ok. 19 MJ/kg), 29,5% zawartości popiołu i 0,8% zawartości siarki. Przeciętna sprawność tych elektrowni wynosi 33%. Jednak w ostatnich latach zauważalne jest znaczne pogorszenie się jakości dostarczanych węgla. Wiąże się to z tym, że kopalnie wolą lepszy węgiel kierować na bardziej dochodowy rynek eksportowy (Eberhard 2011).

Eksom inwestuje również w budowę nowych elektrowni węglowych (każda o mocy 4,8 GW). Od roku 2007 trwa budowa elektrowni Medupi (w północnej prowincji Limpopo), a od 2010 r. – elektrowni Kusile. Zakończenie tej pierwszej inwestycji przewidywane jest na koniec roku 2013, a drugiej – w roku 2018.

9. Kolumbia

9.1. Informacje ogólne

Kolejnym znaczącym eksporterem węgla na rynek światowy jest Kolumbia. Kolumbijska gospodarka rośnie w zmiennym tempie. Od roku 2000 PKB wykazywało stały trend wzrostowy, osiągając maksimum (6,9%) w 2007 r. W czasie trwania światowego kryzysu (lata 2008–2009) tempo wzrostu PKB spadło do 1,7%, a w następnych trzech latach utrzymywało się na poziomie 4,0–6,6% (dane Banku Światowego – www.data.worldbank.org/indicator).

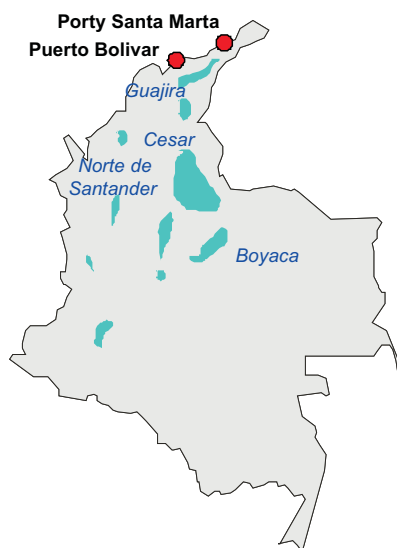
Chociaż Kolumbia jest największym południowoamerykańskim producentem węgla, to jednak w strukturze zużycia energii pierwotnej jego udział jest niewielki. Od lat węgiel jest czwartym paliwem używanym w kolumbijskim bilansie energetycznym. Według danych za rok 2012 (BP 2013) jego udział wyniósł zaledwie 11% (tj. 4 mln toe). Największy udział w zużyciu energii pierwotnej ma ropa naftowa (35%), energetyka wodna (30%) oraz gazowa (20%), a udział energetyki odnawialnej jest marginalny (1,5%).

9.2. Zasoby węgla kamiennego

Kolumbia posiada największe zasoby węgla w Ameryce Południowej. Łączna baza zasobowa węgla w Kolumbii wynosi około 6,7 mld ton; stanowi ją węgiel bitumiczny i antracyt (World Energy Council – www.worldenergy.org). W skali globalnej zajmuje miejsce jedenaste, a jej udział w zasobach światowych wynosi 0,8%. Według statystyk BP (BP 2013) wystarczalność zasobów szacowana jest na 76 lat.

Węgiel wydobywany jest w ośmiu regionach eksploatacyjnych – tzw. dystryktach, którego większość stanowi węgiel energetyczny. Największe zasoby znajdują się w dwóch dystryktach: Barrnacas (prowincja La Guajira – ponad 55% zasobów) oraz La Jagua de Ibrico (prowincja Cesar – prawie 29% zasobów) (rys. 9.1).

Jakość kolumbijskich węgla kamiennych jest bardzo zmienna. Węgłe pochodzące z Cordillera Occidental (Cesar) i jej podnóża (Guajira) posiadają wysoką wartość opałową (6500–7000 kcal/kg). Cechują się również wysoką zawartością zarówno części lotnych (30–39%) jak i wilgoci (7–16%) oraz niską zawartością popiołu (4–10%) i siarki (0,4–1,0%). Węgiel ten – po procesie kruszenia i przesiewania – stosowany jest jako węgiel energetyczny, a w niektórych przypadkach jako węgiel PCI (RWE 2007). Węgłe ze złóż położonych

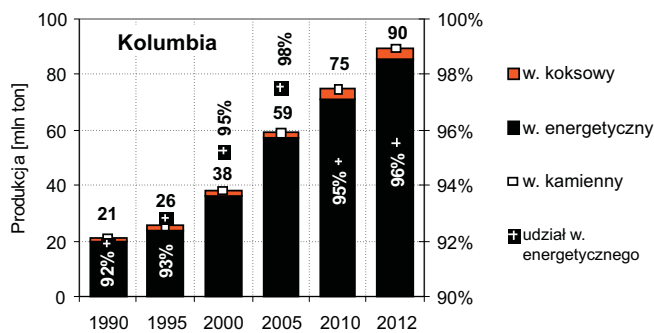


Rys. 9.1. Orientacyjne położenie złóż węgla w Kolumbii oraz ważniejszych portów
Źródło: opracowanie własne na podstawie (Walker 2000, RWE 2007)

Fig. 9.1. Approximate location of coal deposits in Colombia and major ports

w Cordillera Central (np. Cundinamarca/Boyacá, Santander, Norte de Santander) klasyfikowane są jako węgle koksowe.

Udział węgla energetycznego w wydobyciu węgla kamiennego ogółem w Kolumbii kształtuje się na poziomie 92–98% (rys. 9.2).



Uwaga: udział węgla koksowego – uzupełnienie do 100%

Rys. 9.2. Rozwój produkcji węgla kamiennego w Kolumbii w latach 1990–2012
Źródło: opracowanie własne na podstawie (IEA – Coal Information 2010, 2013)

Fig. 9.2. Development of hard coal production in Colombia in the years 1990–2012

Największymi producentami węgla w Kolumbii są koncerny Cerrejon, Drummond, a także Glencore (do którego należy spółka Prodeco). W latach 2005–2012 dwaj pierwsi producenci skupiali w swym ręku ponad $\frac{3}{4}$ krajowej produkcji węgla.

Górnictwo węgla jest najszybciej rozwijającym się sektorem gospodarczym w Kolumbii. Często jednak jego produkcja i eksport spowolniana jest przez strajki górników, kolejarzy i kierowców ciężarówek. Oprócz strajków – niejednokrotnie elementy infrastruktury (kopalnie, drogi transportu węgla oraz instalacje wydobywania ropy naftowej, ropociągi i cysterny) stają się celem ataków terrorystycznych. Ataki te przeprowadzają najczęściej rebelianci (*guerillas*) z organizacji FACR.

Kolejnym utrudnieniem w wydobywaniu węgla są warunki pogodowe (pora sucha i deszczowa). W Kolumbii pora deszczowa trwa od kwietnia do czerwca. Dodatkowo występujące w tym czasie zjawisko atmosferyczne zwane El Nino wzmacnia intensywność opadów. Z powodu ulewnych deszczy niejednokrotnie spowolnienie produkcji węgla następuje w prowincjach Boyaca i Norte de Santander (zalanie kopalń i zablokowanie dróg itp.).

9.3. Zagadnienia transportu węgla

Większość przewozów węgla z kopalń do portów realizowana jest transportem kolejowym. Z Cerrejon (La Guajira) węgiel przewożony jest koleją do portu Puerto Bolivar, a kopalnie regionu Cesar połączone są linią kolejową z portami Santa Marta. W skład portów Santa Marta wchodzi port Cienaga, Prodeco Puerto i Carbosam (tab. 9.1).

Odległości kolejowe z kopalń do portów morskich są relatywnie niewielkie (rzędu 24–226 km), jednakże nie wszędzie istnieją połączenia kolejowe (lub są one niewystarczające) (Lorenz, Grudziński 2009). W takich przypadkach węgiel przewozi się ciężarówkami (średnia odległość dla takiego transportu wynosi około 300 km).

Jedną z ważniejszych linii kolejowych wykorzystywanych w kolumbijskich przewozach węgla jest Fenoco. Linia ta (o długości ok. 30 km) łączy kopalnie z portami na północy kraju i obsługuje około 53% przewozów węgla kolumbijskiego w eksporcie. Jej roczne zdolności przewozowe wynoszą 42 mln ton węgla. Linią Fenoco transportowany jest węgiel energetyczny z kopalń należących do trzech spółek: Drummond, Prodeco (Glencore) i Colombian Natural Resources, które jednocześnie są także jej właścicielami.

Na rynek międzynarodowy węgiel eksportowany jest z głównie portów Puerto Bolivar i Cienaga (rys. 9.1, tab. 9.1). W roku 2012 kraj ten wyeksportował drogą morską 81 mln ton węgla, z czego 99% stanowił węgiel energetyczny (VDKI 2013). W porównaniu z bazowym rokiem 2005 eksport węgla z Kolumbii zwiększył się o 26 mln ton (47%).

Ze względu na rządowe plany zwiększenia wydobywania węgla – do roku 2020 poziom eksploatacji ma wynieść 145 mln ton/rok – porty morskie podjęły decyzję o zwiększeniu zdolności przeładunkowych. Spółka Cerrejon planuje przeznaczyć na ten cel 1,3 mld USD. Kwota ta ma być wykorzystana na rozbudowę linii kolejowych prowadzących do portu Puerto Bolivar. Spółki Drummond i Glencore (Prodeco) w pobliżu portu Cienaga budują nowy port morski zwany Puerto Nuevo. Eksploatacja tego portu ma rozpocząć się w drugiej połowie 2013 roku, a jego roczne zdolności przeładunkowe zakładane są na 22 mln ton (VDKI 2013).

Tabela 9.1

Zdolności przeładunkowe węgla w kolumbijskich portach morskich [mln ton]

Table 9.1

Loading capacity of coal in Colombian seaports [Mt]

Rok		2005	2009	+/-2009/2005	
		mln ton			%
Puerto Bolivar		28	32	4	15
Santa Marta	Cienaga (Drummond)	24	9	-15	-63
	Prodeco Puerto	5	4	-1	-20
	Carbosam	4	4	0	0
Rio Cordoba		3	4	1	33
Barranquilla		2	2	0	7
Cartagena		2	2	0	-15
Buenaventura			1	1	-
Ogółem		68	81	13	20

Źródło: VDKI 2008, 2010

Port Carbosam wystąpił o pozwolenie na budowę 17 km odcinka boczniczy kolejowej łączącej terminal węglowy z linią Fenoco. Decyzję o budowie podjęto w celu obniżenia kosztów transportu. Obecnie węgiel przewożony jest ciężarówkami, przez co koszty transportu są wyższe niż w przypadku przewozów kolejowych. Przykładowo, w roku 2009 koszty transportu węgla ciężarówkami wynosiły 12 USD/tonę, a kolejami Fenoco – 6 USD/tonę.

Głównym rynkiem zbytu węgla kolumbijskiego jest rynek atlantycki. Natomiast jednym z ważniejszych impulsów mających przyczynić się do zwiększenia eksportu węgla na rynek Pacyfiku jest prowadzona przebudowa Kanału Panamskiego (VDKI 2013). Dzięki tej przebudowie płynące z Kolumbii masowce typu Capesize nie będą musiały opływać Przylądka Horn. Według harmonogramu zakończenie przebudowy Kanału Panamskiego przewidziane jest na rok 2014.

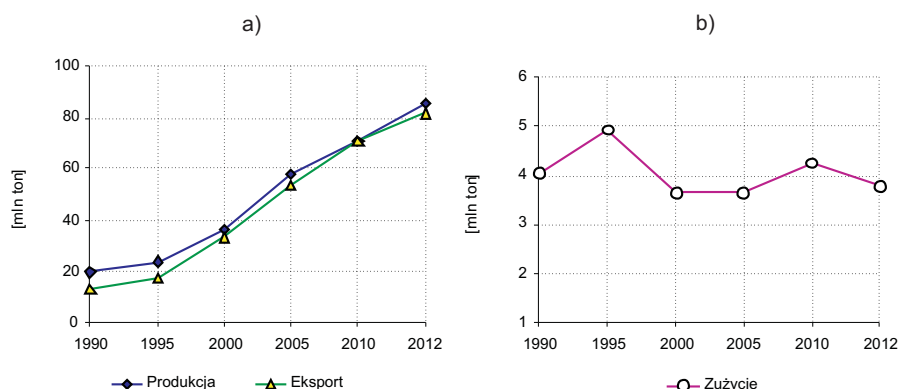
9.4. Węgiel kamienny energetyczny

Rozwój kolumbijskiego górnictwa węgla nastąpił po drugim kryzysie naftowym z lat 1979–1980, kiedy na światowych rynkach zaczęło brakować węgla energetycznego. Wówczas amerykański potentat naftowy – grupa Exxon i kolumbijska państwowa firma Carbo-coal postanowili wspólnie rozwinąć inwestycję w złożu El Cerrejón North na półwyspie Guajira. Wydobycie węgla rozpoczęto w 1985 roku. Według ówczesnych standardów planowana wielkość rocznej produkcji wynosząca aż 15 mln ton miała być przeznaczona na

eksport (RWE 2007). W wyniku rozwoju eksportu Kolumbia stała się drugim co do wielkości dostawcą węgla energetycznego na rynek Atlantyku.

Od lat wydobycie węgla energetycznego w Kolumbii wykazuje stały trend wzrostowy (rys. 9.2, 9.3). Największy wzrost produkcji nastąpił w latach 2000–2005, kiedy z 36 mln ton wydobycie zwiększyło się aż 58%, osiągając 58 mln ton (tab. 9.2, rys. 9.4). Pomiedzy rokiem 2005 a 2012 produkcja zwiększyła się o 48%, uzyskując średnioroczne tempo na poziomie 6%.

Eksport węgla z Kolumbii stanowi 20% wartości całego eksportu z tego kraju i wśród towarów eksportowych zajmuje drugie miejsce po ropie naftowej. W ostatnich latach Kolumbia kieruje na eksport przeciętnie 95% swojej produkcji węgla energetycznego (rys. 9.3, tab. 9.2). Największy 95% wzrost (o 16 mln ton) eksportu węgla wystąpił pomiędzy rokiem 1995 a 2000 (rys. 9.4). Na eksport kierowanych jest aż 93–100% produkcji (rys. 9.3, tab. 9.2). Dlatego pomiędzy rokiem 2005 a 2012 pod względem wolumenu wzrost eksportu był porównywalny ze wzrostem produkcji (28 mln ton), a średnioroczne tempo wzrostu również wyniosło 6%. Największy eksport węgla pochodzi z prowincji Cesar, gdzie znajdują się kopalnie należące do koncernów Drummond i Glencore (drugi i trzeci producent węgla w Kolumbii).



Rys. 9.3. Rozwój produkcji i eksportu (a) oraz zużycia (b) węgla energetycznego w Kolumbii w latach 1990–2012

Źródło: opracowanie własne na podstawie (IEA – Coal Information 2010, 2013)

Fig. 9.3. Development of production and exports (a), and consumption (b) of steam coal in Colombia in the years 1990–2012

Zmiany przedstawione na rysunku 9.4 obliczono dla takich interwałów czasowych, jak pokazane na rysunku 9.3, tzn. dla roku 1995 rokiem odniesienia był 1990, a dla 2012 – rok 2010.

Niewielka część wyprodukowanego węgla zużywana jest przez rynek wewnętrzny – przeciętnie: 4–5 mln ton (rys. 9.3, rys. 9.4, tab. 9.2). W porównaniu z rokiem 2005 zużycie węgla energetycznego w Kolumbii w 2012 r. wzrosło co prawda o 4% lecz zwiększyło się zaledwie o 148 tys. ton, uzyskując średnioroczne tempo wzrostu na poziomie 0,6%.

Tabela 9.2

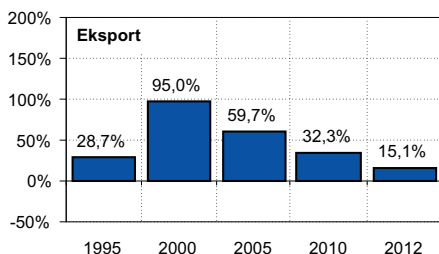
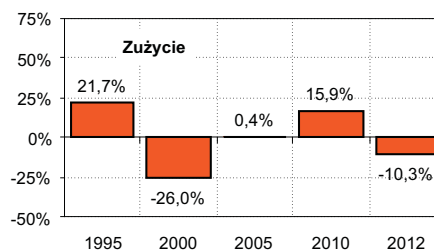
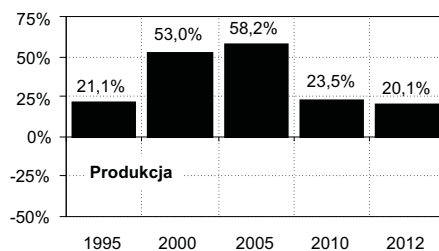
Kolumbia – produkcja, zużycie i eksport węgla energetycznego w latach 2005–2012

Table 9.2

Colombia – production, consumption and export of steam coal in the years 2005–2012

Wyszczególnienie	Jedn.	2005	2010	2012
Produkcja	mln ton	57,6	71,2	85,5
udział w produkcji światowej	%	1,3	1,3	1,4
Zużycie	mln ton	4,1	4,9	3,6
udział w zużyciu światowym	%	0,1	0,2	0,1
Eksport	mln ton	53,6	70,9	81,7
udział eksportu w produkcji krajowej	%	93,1	99,7	95,5
udział w eksporcie światowym	%	9,7	9,0	8,5

Źródło: opracowanie własne na podstawie (IEA – Coal Information 2010, 2013)



Kolumbia nie importuje węgla energetycznego

Rys. 9.4. Dynamika zmian produkcji i zużycia oraz eksportu i importu węgla energetycznego w Kolumbii w latach 1990–2012

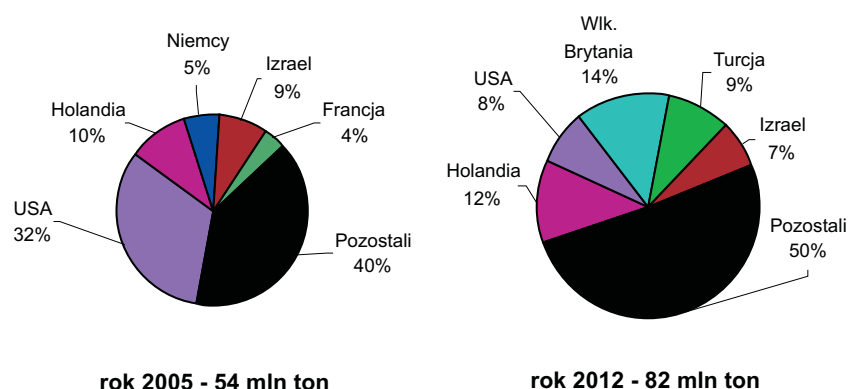
Źródło: opracowanie własne na podstawie (IEA – Coal Information 2010, 2013)

Fig. 9.4. Dynamics of production and consumption, and exports and imports of steam coal in Colombia in the years 1990–2012

Chociaż największym odbiorcą węgla w Kolumbii jest energetyka (35%) (Lalinde – Colombian energy...) jednakże nie zużywa jego znaczących ilości, gdyż bazuje głównie na elektrowniach wodnych. Kolejnymi ważnymi odbiorcami kolumbijskiego węgla są cementownie (23%) oraz przemysł metalurgiczny (16%).

Udział Kolumbii w światowym handlu węglem energetycznym

Rysunek 9.5 pokazuje głównych importerów węgla kolumbijskiego w roku 2005 i 2012. Jeszcze w 2005 r. czołowym odbiorcą węgla energetycznego były Stany Zjednoczone (z 40% udziałem). Pomimo tego, że kraj ten jest wiodącym producentem węgla sprowadzał węgiel z Kolumbii do swych południowych stanów. Wpływał na to rachunek ekonomiczny: mniejsze koszty importu węgla z Kolumbii niż transportu ze swych rodzimych złóż. Jednakże po uruchomieniu na dużą skalę wydobycia gazu z łupków w Stanach Zjednoczonych zmniejszyło się zapotrzebowanie na węgiel, co znalazło odzwierciedlenie również w zmniejszonym imporcie węgla z Kolumbii.



Rys. 9.5. Główni odbiorcy kolumbijskiego węgla energetycznego w eksporcie w latach 2005 i 2012
Źródło: opracowanie własne na podstawie (IEA – Coal Information 2010, 2013)

Fig. 9.5. Main recipients of Colombian steam coal exports in 2005 and 2012

Wzrasta natomiast zapotrzebowanie na kolumbijski węgiel w mniejszych krajach środkowoamerykańskich. Nowo budowane elektrownie węglowe w Dominikanie i Gwatemali będą zużywać 1–1,5 mln ton węgla, a przewidywanym dostawcą jest właśnie Kolumbia.

W roku 2012 niezwykle dynamicznie rozwija się eksport do krajów azjatyckich, czemu sprzyjają niskie stawki frachtowe. Uważa się, że rynek frachtowy będzie miał w najbliższej przyszłości decydujące znaczenie dla utrzymania eksportu w tym kierunku. Coraz ważniejszym odbiorcą kolumbijskiego węgla staje się Turcja, która zaimportowała 3,5 mln ton. Największy kolumbijski producent węgla – Cerrejon – zawarł z tureckim holdingiem Eren trzyletni kontrakt na dostawy 2,5 mln ton rocznie. Węgiel będzie przeznaczony dla należących do Eren Holding elektrowni, cementowni i papierni.

Ceny węgla energetycznego

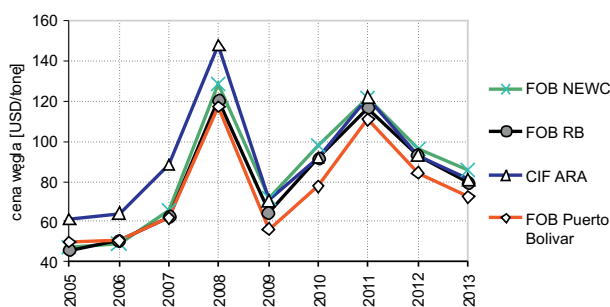
Głównym indeksem spotowym są notowania cen węgla w porcie Puerto Bolivar. Jest to węgiel o standardzie międzynarodowym (25,12 MJ/kg – 6000 kcal/kg w stanie roboczym). Ceny tego węgla (FOB Puerto Bolivar) porównano z trzema wskaźnikami – z indeksem CIF ARA, FOB Richards Bay (FOB RB) oraz FOB Newcastle (FOB NEWC). Jak wspomniano

wcześniej, obecnie najważniejszym rynkiem zbytu dla węgla kolumbijskiego jest rynek europejski. Złożył się na to znaczny spadek zapotrzebowania na węgiel w USA (związany z tzw. boomem łupkowym).

Utracone rynki zbytu w USA nie mogły być szybko zrekompensowane tak dużym eksportem do innych państw z regionu Pacyfiku. Chcąc utrzymać wolumen sprzedaży na rynek eksportowy Kolumbia musiała zaproponować konkurencyjnie ceny węgla w dostawie do Europy w stosunku do innych głównych eksporterów (RPA, Rosja). Do roku 2007 ceny węgla na bazie FOB Puerto Bolivar były wyższe od cen węgla południowoafrykańskiego w porcie Richards Bay (FOB RB) w granicach 5–9%. Od roku 2011 producenci węgla chcąc utrzymać wielkość dostaw do Europy oferują ceny o 5–10% niższe od cen FOB RB. W ostatnich trzech latach ceny FOB Puerto Bolivar są niższe w granicach 5–15% od FOB NEWC.

Obecne ceny węgla FOB Puerto Bolivar są wyższe względem cen z roku 2005 o 46%, a w stosunku do cen z lat 2010–2012 są niższe o 10%.

Porównanie cen kolumbijskiego węgla FOB Puerto Bolivar z indeksem FOB RB, CIF ARA i FOB NEWC w latach 2005–2013 prezentuje rysunek 9.6.



Rys. 9.6. Ceny węgla energetycznego w eksporcie z Kolumbii na tle indeksów *spot* FOB Newcastle i CIF ARA w latach 2005–2013

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

Fig. 9.6. Steam coal prices in the Colombian exports against spot indices: FOB RB, FOB Newcastle and CIF ARA in the years 2005–2013

9.5. Węgiel koksowy

Węgiel koksowy w Kolumbii wydobywany jest głównie w rejonie górzystym (Boyaca region), gdzie koszty wydobycia i transportu są duże ze względu na brak infrastruktury. Małe, prywatne kopalnie o zdolnościach produkcyjnych 5–50 tys. ton/miesiąc zlokalizowane są w centrum kraju blisko Bogoty. Największym producentem węgla koksowego jest koncern C.I. Milpa, posiadający trzy kopalnie z węglem koksowym HV, MV i LV.

Produkowany węgiel wykorzystywany jest przez krajową branżę koksowniczą (Kolumbia jest eksporterem koksu), a niewielkie ilości są przedmiotem eksportu głównie do Brazylii.

W tabeli 9.3 zamieszczono dane o produkcji, zużyciu i eksporcie węgla koksowego w Kolumbii.

Tabela 9.3

Kolumbia – produkcja, zużycie i eksport węgla koksowego w latach 2005–2012

Table 9.3

Columbia – production, consumption and export of coking coal in the years 2005–2012

Wyszczególnienie	Jedn.	2005	2010	2012
Produkcja	mln ton	1,5	3,8	4,0
Zużycie		0,6	2,6	3,5
Eksport		0,9	1,2	0,5

Źródło: dane IEA – Coal Information 2013

Kolumbijski koncern górniczy Minas Paz Rio zależny od brazylijskiego koncernu stalowego Votorantim Siderurgia planuje inwestycję (na około 4 mld USD) w budowę kopalni węgla metalurgicznego w centralnych stanach Kolumbii – Boyaca and Cundinamarca. W pierwszym etapie kopalnia ma produkować 3 mln ton/rok węgla, a do 2019 r. osiągnąć zdolności produkcyjne 10 mln ton/rok (ICR).

Również Chiny są zainteresowane inwestowaniem w rozwój wydobycia węgla koksowego z nieeksploatowanych złóż węgla (w prowincjach Cundinamarca, Boyaca i Santander).

10. Kanada

10.1. Informacje ogólne

Kanada jest krajem posiadającym bogate złoża surowców mineralnych, takich jak: ropa naftowa i gaz ziemny (eksploatowane głównie w prowincji Alberta), rudy niklu, miedzi, cynku, ołowiu oraz żelaza, kobaltu, molibdenu, kadmu i uranu. Natomiast w skali globalnej należy do grupy niedużych producentów węgla – w rankingu zajmuje 14 pozycję z blisko 1% udziałem w światowej produkcji. Jest natomiast ważnym uczestnikiem międzynarodowego rynku handlu węglem metalurgicznym (koksowym i PCI), będąc trzecim (po Australii i USA) największym eksporterem tego typu węgla.

Kanada jest jednym z pięciu największych w świecie producentów energii elektrycznej, przy czym około 60% wytwarzają elektrownie wodne (główny, największy na świecie kompleks hydroenergetyczny James Bay Project (La Grande River – Quebec), 15% elektrownie jądrowe i 23% konwencjonalne elektrownie cieplne. Około 2% energii pochodzi z elektrowni wiatrowych oraz z biomasy.

Kanada jest najsilniej gospodarczo powiązana z USA i jest największym zagranicznym dostawcą energii elektrycznej na ten rynek. USA są również ważnym rynkiem eksportowym dla wielu kanadyjskich towarów, jednak ostatnio Kanada dąży do dywersyfikacji swoich partnerów handlowych, zwłaszcza przez rozszerzenie współpracy z gospodarkami wschodzącymi w Azji.

10.2. Zasoby, produkcja i zużycie węgla

Zasoby wydobywalne węgla w Kanadzie na koniec 2012 r. ocenione zostały na 6,58 mld ton, w tym 3,47 mld ton węgla bitumicznego i antracytu oraz 3,11 mld ton węgla subbitumicznego i brunatnego (BP 2013).

Największe złoża węgla kamiennego zlokalizowane są głównie w zachodniej części kraju w prowincjach: British Columbia (BC) i Alberta (AB) (łącznie ponad 90% zasobów), a niewielkie złoża węgla (o wysokiej zawartości siarki) znajdują się na wybrzeżu Atlantyku (Nova Scotia i New Brunswick). W prowincji Saskatchewan zlokalizowane są złoża węgla brunatnego (Bell 2012). Mapka na rysunku 10.1 przedstawia orientacyjne położenie złóż węgla w Kanadzie oraz ważniejsze porty eksportowe.



Rys. 10.1. Główne zagłębia węgla w Kanadzie oraz ważniejsze porty
 Źródło: opracowanie własne na podstawie (Walker 2000, RWE 2007)

Fig. 10.1. Main hard coal production region in Canada and major ports

Wydobycie węgla kamiennego w Kanadzie w ostatnich latach kształtuje się na poziomie około 57 mln ton, w tym ponad 50% (29–31 mln ton) stanowi węgiel metalurgiczny (głównie koksowy oraz mniejsze ilości PCI). W produkcji węgla do celów energetycznych dominuje węgiel subbitumiczny (24–25 mln ton), natomiast około 5–6 mln ton to węgiel bitumiczny (będący głównie przedmiotem eksportu). Wydobycie węgla brunatnego od lat jest na poziomie około 10 mln ton. Węgłe subbitumiczny i brunatny produkowane są wyłącznie na potrzeby krajowego sektora elektroenergetycznego.

W 2012 roku w Kanadzie wydobywanie węgla prowadzono w 24 kopalniach: 10 – węgla koksowego, 13 – węgla do celów energetycznych (w tym 3 węgla brunatnego) i 1 z produkcją węgla koksowego i energetycznego. W prowincji British Columbia zlokalizowanych jest 10 kopalń, w Alberta – 9, w Saskatchewan – 3 i w prowincji Nova Scotia – 2 kopalnie.

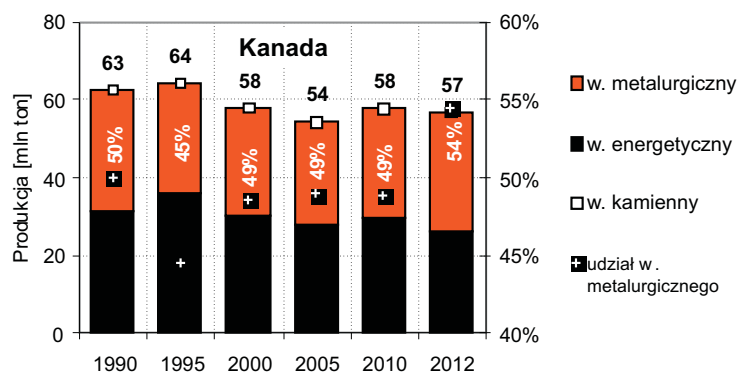
Rozwój wydobycia oraz dynamikę zmian produkcji węgla kamiennego (energetycznego i koksowego) w Kanadzie w latach 1990–2012 pokazują wykresy na rysunku 10.2 i 10.3.

Zmiany obliczono dla takich interwałów czasowych, jak pokazane na rysunku 10.2, tzn. dla roku 1995 rokiem odniesienia był 1990, a dla 2012 – rok 2011.

W prowincji British Columbia (BC) wydobywany jest głównie węgiel koksowy (ok. 26 mln ton rocznie) i niewielkie ilości węgla energetycznego (ok. 1 mln ton). W prowincji Alberta produkowany jest głównie węgiel do celów energetycznych (bitumiczny i subbitumiczny) w ilości ponad 28 mln ton oraz węgiel koksowy i PCI (łącznie na poziomie około 3 mln ton).

Czynne kopalnie węgla koksowego należą do czterech koncernów:

- Teck Resources Ltd (Teck Coal) – sześć kopalń (5 zlokalizowanych w prowincji BC i jedna w prowincji Alberta) o łącznych zdolnościach produkcyjnych około 25 mln

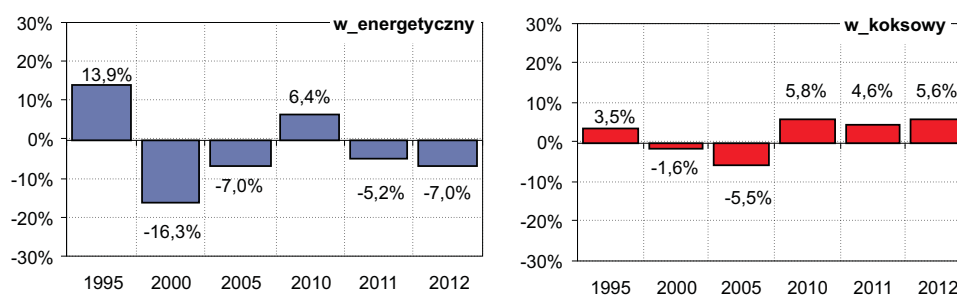


Uwaga: udział węgla energetycznego – uzupełnienie do 100%

Rys. 10.2. Produkcja węgla w Kanadzie w latach 1990–2012

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (IEA – Coal Information 2013, Natural Resources Canada)

Fig. 10.2. Coal production in Canada in the period 1990–2012



Rys. 10.3. Dynamika zmian produkcji węgla kamiennego energetycznego i koksowego w latach 1990–2012

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (IEA – Coal Information 2013, Natural Resources Canada)

Fig. 10.3. Dynamics of changes in the production of steam and coking coal in the years 1990–2012

ton/rok; w roku 2013 zostanie ponownie uruchomiona (zamknięta w 2000 r.) kopalnia Quintette (BC) o mocy produkcyjnej około 3 mln ton węgla koksowego.

- Walter Energy Inc. – trzy kopalnie węgla koksowego i PCI w prowincji BC o łącznych zdolnościach produkcyjnych ponad 5 mln ton/rocznie.
- Grande Cache Coal Corp. przejęty w marcu 2012 r. przez chińsko-japońskie konsorcjum (Winsway Coking Coal Holdings Ltd i Marubeni Corp.) – jedna kopalnia w prowincji AB o zdolności produkcyjnej około 2 mln ton/rok.
- Peace River Coal Inc. – należące głównie do Anglo American – jedna kopalnia w prowincji BC.

Węgiel energetyczny (bitumiczny) produkowany jest w kopalniach należących do dwóch koncernów:

- Sherritt International Corp. – w dwóch kopalniach w prowincji AB,
- Hillsborough Resources Ltd – w jednej kopalni w prowincji AB.

Produkcja węgla subbitumicznego i brunatnego ma miejsce w kopalniach należących do trzech kompanii – Sherritt International Corp. (zarządzający łącznie ośmioma kopalniami), Pioneer Coal Ltd. (PCL) i New Brunswick Coal Ltd. (NBCL).

Wszyscy producenci węgla w Kanadzie Zach. planują inwestycje w infrastrukturę i moce produkcyjne z myślą o perspektywie długoterminowej, ale aktualnie ze względu na słaby rynek (niski popyt limituje możliwości eksportowe) niektórzy opóźniają inwestycje w oczekiwaniu na rozwój sytuacji. Prowadzą także badania rozpoznawcze i starają się o pozwolenia na eksploatację węgla w nowych złożach (Rees 2012).

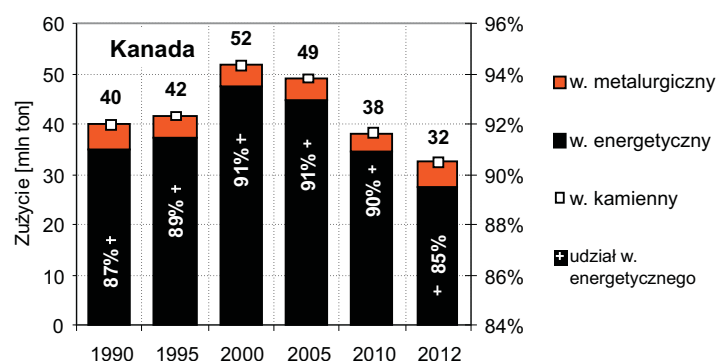
Teck Coal, dostosowując swoje plany do bieżącej sytuacji na rynku na początku 2013 r. ograniczył produkcję. Również Walter Energy (drugi producent węgla koksowego w Kanadzie po przejściu Western Coal) zwolnił tempo produkcji i inwestycji.

Koncern Anglo American planuje rozwój wydobycia w rejonie Peace River Coal (PRC) w prowincji British Columbia. PRC posiada zasoby wysokiej jakości węgla koksowego w wysokości około 1 mld ton. Produkcja docelowa ze wszystkich operacji w PRC to 4 mln ton w roku 2016 i 8 mln ton w roku 2020.

Spółka *joint venture* Xstrata Coal i JX Nippon Oil & Energy Copr. inwestuje 35 mln USD w projekt Susha – złoża położonego w British Columbi o dużym potencjale produkcji węgla koksowego (planowana w przyszłości produkcja 4,5 mln ton/rok).

Kanadyjscy producenci węgla, ze względu na wysokie koszty produkcji, mogą zwiększyć potencjał eksportowy jedynie przy wysokich cenach rynkowych węgla. Do roku 2020 podaż węgla z Kanady może zwiększyć się o 13 mln ton (w tym 11 mln ton węgla koksowego typu *hard*), głównie z myślą o rynku chińskim (Bell 2012).

Zużycie węgla w Kanadzie w ostatnich dwóch latach wyniosło niewiele ponad 40 mln ton (łącznie z węglem brunatnym). Prawie 90% węgla zużywają elektrownie węglowe, pozostała ilość kierowana jest do innych odbiorców przemysłowych oraz do koksowni. Zużycie węgla koksowego kształtuje się na poziomie około 4 mln ton (rys. 10.4).



Uwaga: udział węgla koksowego – uzupełnienie do 100%

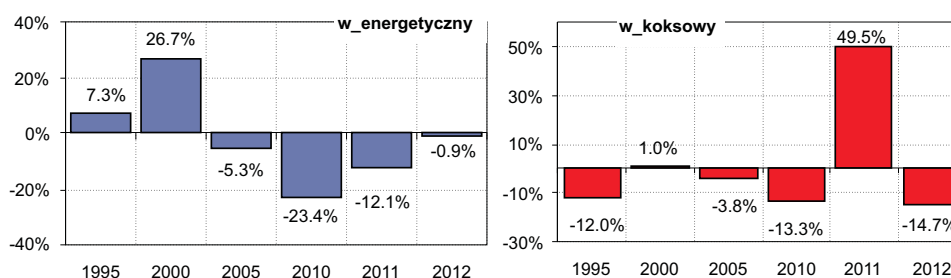
Rys. 10.4. Zużycie węgla w Kanadzie w latach 1990–2012

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (IEA – Coal Information 2013, Natural Resources Canada)

Fig. 10.4. Coal consumption in the Canada in the period 1990–2012

Największe zużycie węgla do celów energetycznych ma miejsce w trzech prowincjach, w których udział produkcji energii z węgla kształtuje się na poziomie: Alberta – 74%, Saskatchewan – 60%, Nova Scotia – 73% (Salama 2013).

Poziom konsumpcji oraz dynamikę zmian zużycia węgla kamiennego (energetycznego i koksowego) w Kanadzie w latach 1990–2012 pokazują wykresy na rysunkach 10.4 i 10.5 (według takiego samego schematu jak dla produkcji).



Rys. 10.5. Dynamika zmian zużycia węgla kamiennego energetycznego i koksowego w latach 1990–2012
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (IEA – Coal Information 2013, Natural Resources Canada)

Fig. 10.5. Dynamics of changes in the consumption of steam and coking coal in the years 1990–2012

Zapotrzebowanie na węgiel ze strony odbiorców w około 70% pokrywane jest przez krajowych producentów, natomiast pozostała ilość pochodzi z importu – głównie z USA.

Importowany węgiel energetyczny kierowany jest do elektrowni zlokalizowanych w prowincjach: Ontario, Nova Scotia i New Brunswick. Również węgiel koksowy na potrzeby przemysłu hutniczego w prowincji Ontario pochodzi z importu. Ze względu na rentę geograficzną korzystniejsze dla odbiorców w Ontario jest sprowadzanie węgla z USA niż transport węgla krajowego z odległych kopalń z zachodnich prowincji.

Zużycie węgla energetycznego w ostatnich latach w Kanadzie uległo zmniejszeniu ze względu na działania rządu w kierunku zamknięcia czterech elektrowni węglowych w Ontario.

W tabeli 10.1 zestawiono wybrane dane liczbowe obrazujące zmiany produkcji, zużycia, importu i eksportu węgla kamiennego w Kanadzie.

10.3. Udział Kanady w światowym handlu węglem

Eksport

Do lat siedemdziesiątych ubiegłego wieku prawie całość kanadyjskiego węgla produkowana była na potrzeby rynku krajowego i dopiero rosnące zapotrzebowanie na węgiel koksowy ze strony koncernów hutniczych w Japonii i Korei spowodowało wejście Kanady na rynek eksportowy.

Kanada jest od wielu lat znaczącym eksporterem węgla metalurgicznego (głównie koksowego typu *hard* LV i MV) na rynek międzynarodowy. Całość produkowanego w Kanadzie

Tabela 10.1

Kanada – produkcja, zużycie, eksport i import węgla kamiennego w latach 2005–2012

Table 10.1

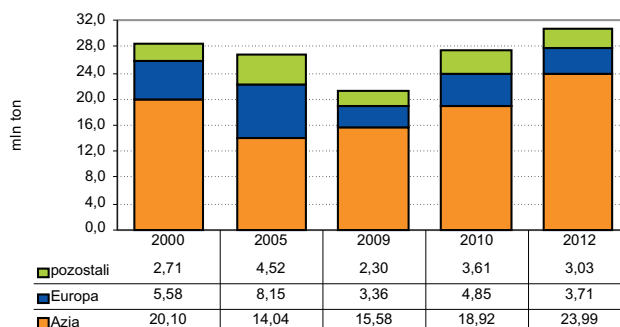
Canada – production, consumption, export and import of hard coal in the years 2005–2012

Wyszczególnienie	Jedn.	2005	2010	2012
Węgiel energetyczny				
Produkcja	mln ton	27,7	29,5	26,0
udział w produkcji światowej	%	0,62	0,54	0,44
Zużycie	mln ton	44,8	34,3	27,6
udział w zużyciu światowym	%	1,0	0,6	0,5
Eksport	mln ton	1,4	5,7	4,0
udział eksportu w produkcji krajowej	%	5,0	19,3	15,4
udział w eksporcie światowym	%	0,2	0,8	0,4
Import	mln ton	16,9	9,5	5,4
udział importu w zużyciu krajowym	%	37,7	27,7	19,6
udział w imporcie światowym	%	2,7	1,2	0,5
Węgiel metalurgiczny				
Produkcja	mln ton	26,6	28,2	31,1
udział w produkcji światowej	%	4,0	3,1	3,2
Zużycie	mln ton	4,3	3,7	4,7
udział w zużyciu światowym	%	0,7	0,4	0,5
Eksport	mln ton	26,7	27,4	30,7
udział eksportu w produkcji krajowej	%	100,0	97,2	98,7
udział w eksporcie światowym	%	12,9	9,4	10,6
Import	mln ton	4,2	3,1	4,4
udział importu w zużyciu krajowym	%	97,7	83,8	93,6
udział w imporcie światowym	%	2,2	1,2	1,5

Źródło: opracowanie własne na podstawie (IEA – Coal Information 2010, 2013)

węgla koksowego kierowana jest do odbiorców zagranicznych głównie w Azji (obecnie prawie 80%) oraz w Europie (ok. 12%), USA i na Bliskim Wschodzie.

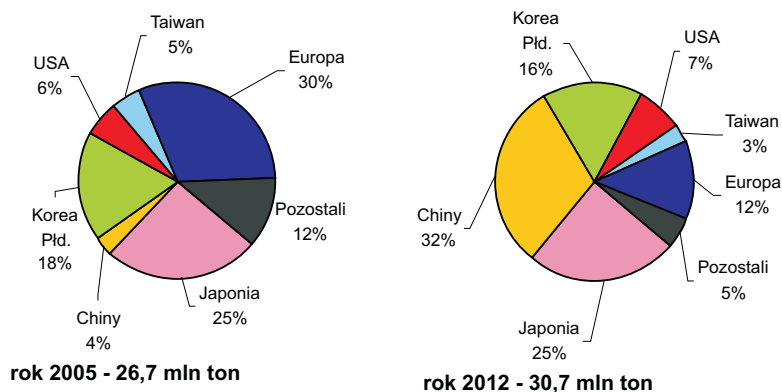
Wykres na rysunku 10.6 pokazuje rozwój eksportu węgla metalurgicznego, a diagramy na rysunku 10.7 głównych odbiorców kanadyjskiego węgla metalurgicznego i ich udział w eksporcie w latach 2005 i 2012.



Rys. 10.6. Eksport węgla metalurgicznego z Kanady

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (IEA – Coal Information 2013, Platts – ICR)

Fig. 10.6. Metallurgical coal exports from Canada



Rys. 10.7. Główni odbiorcy kanadyjskiego węgla metalurgicznego w eksporcie w latach 2005 i 2012

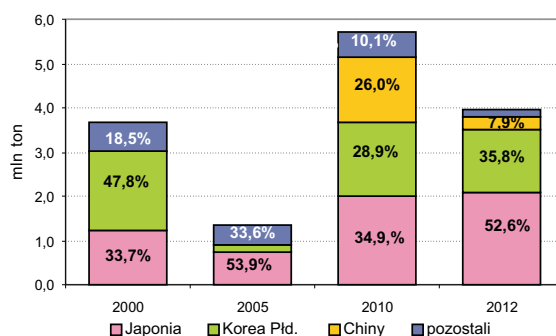
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (IEA – Coal Information 2013, Natural Resources Canada)

Fig. 10.7. Main recipients of Canadian metallurgical coal exports in 2005 and 2012

Aktualnie największym odbiorcą węgla koksowego są Chiny, które zwiększyły import węgla kanadyjskiego z 0,5 mln ton w roku 2008 do 9,6 mln ton w roku 2012.

Z eksportem na poziomie około 28–30 mln ton Kanada zajmuje trzecią pozycję w rankingu światowych eksporterów węgla koksowego. Największym eksporterem węgla jest koncern Teck Resources mający 80% udział w kanadyjskiej produkcji węgla koksowego. Zajmuje po australijskim koncernie BHP BM drugą pozycję w rankingu światowych eksporterów węgla typu *hard premium* (najlepszych jakościowo węgli koksowych).

Przedmiotem eksportu są również niewielkie ilości węgla energetycznego (4–6 mln ton) głównie na rynek azjatycki – do Japonii, Korei Płd., a ostatnio i do Chin (rys. 10.8).



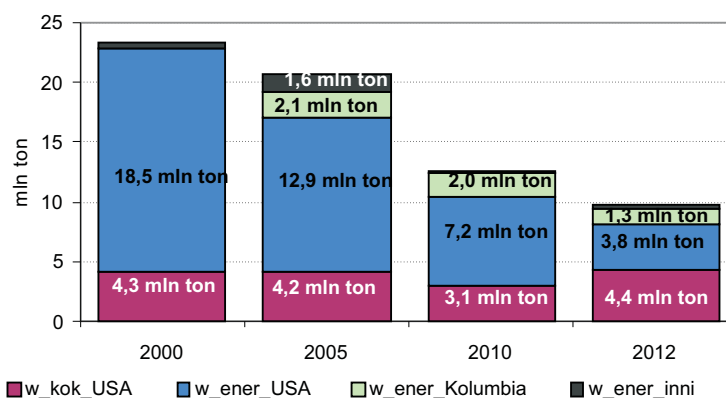
Rys. 10.8. Eksport węgla energetycznego z Kanady w latach 2000–2012

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (IEA – Coal Information 2013, Natural Resources Canada)

Fig. 10.8. Steam coal exports from Canada in the years 2000–2012

Import węgla kamiennego

Kanada importuje zarówno węgiel energetyczny jak i koksowy, głównie dla elektrowni i koksowni w prowincjach Ontario, Nova Scotia i New Brunswick. Przeważający tonaż węgla importowanego pochodzi z USA (ponad 80% – łącznie węgiel koksowy i energetyczny), a drugim dostawcą węgla energetycznego jest Kolumbia (rys. 10.9).



Rys. 10.9. Import węgla koksowego i energetycznego do Kanady w latach 2000–2012

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (IEA – Coal Information 2013, Natural Resources Canada)

Fig. 10.9. Import of coking and steam coal to Canada in the years 2000–2012

Import węgla w latach 2000–2008 kształtował się na poziomie około 20 mln ton (w tym ok. 4 mln ton węgla koksowego). W ostatnich latach ze względu na spadek zapotrzebowania na węgiel energetyczny w Ontario, import obniżył się do poziomu około 10 mln ton (w 2012 r. 4,4 mln ton węgla koksowego i 5,5 mln ton węgla energetycznego).

Transport

Eksport kanadyjskiego węgla drogą morską w około 80% odbywa się przez terminale portowe (Neptune, Westshore) w Vancouver, a pozostała ilość przez Ridley Terminals w Prince Rupert. Aktualnie zdolności przeładunkowe terminali wynoszą 50 mln ton (Neptune – 9 mln ton, Westshore – 29 mln ton, Ridley 12 mln ton), a planowane inwestycje mają zwiększyć zdolności o dodatkowe 20 mln ton (VDKI 2013; Bell 2012).

Dystanse między kopalniami produkującymi węgiel koksowy a portami wynoszą ponad 1100 km. Transport węgla realizowany jest przez sieć linii kolejowych należących do dwóch głównych spółek kolejowych: Canadian National, która głównie przewozi węgiel z kopalń w prowincjach AB i pñ.-wsch. BC do portów: Prince Rupert i Vancouver oraz Canadian Pacific przewożąca węgiel z pñd.-wsch. BC do portu Vancouver.

Tak duże odległości między producentami węgla a portami powodują, że koszt transportu kolejowego ma znaczny udział w kosztach eksportu węgla.

10.4. Rola węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej w Kanadzie

Produkcja energii elektrycznej w Kanadzie w 2010 r. wyniosła 580 TWh, z tego 60% wytworzone zostało przez elektrownie wodne. Według danych IEA około 2/3 energii wytwarzanej w konwencjonalnych elektrowniach cieplnych pochodziło z węgla.

W 2011 roku około 16% energii elektrycznej w Kanadzie zostało wygenerowane przy użyciu węgla, co stanowiło spadek o 2% w porównaniu do roku 2010.

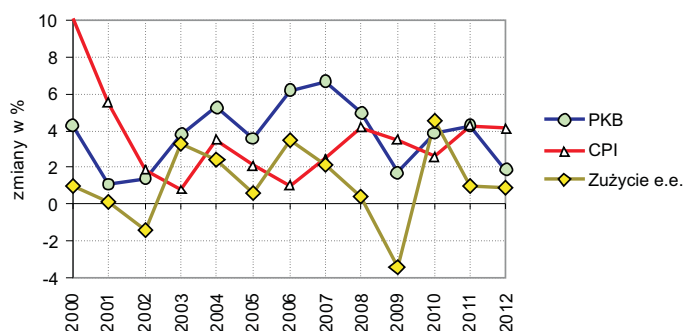
Kanada jest dużym producentem energii wiatrowej, częściowo ze względu na politykę wsparcia na szczeblu federalnym i regionalnym. Według kanadyjskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej, moc elektrowni wiatrowych w połowie 2012 r. wynosiła 5,5 GW, z tego 2 GW w samym Ontario.

W celu zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych, kanadyjskie władze federalne i prowincjonalne ogłosiły politykę odchodzenia od energii węglowej. Od 1 lipca 2015 r. kanadyjski rząd federalny zamierza egzekwować ścisłe standardy dla wszystkich bloków węglowych. Może to spowodować dalsze spadki udziału węgla w całkowitej produkcji energii.

11. Polska

11.1. Informacje ogólne

Polska od roku 2000 rozwija się w średnim tempie 3,7% (wskaźnik ten – liczony od 2005 r. – wynosi 4,2%). Skumulowany wzrost PKB od 2010 r. wyniósł 55,1% (od 2005 33,6%). W tym czasie inflacja (CPI – *Consumer Price Index*) wzrosła o 42,4% (od 2005 – o 24,4%), a zużycie energii o 14,6% (od 2005 o 9,2%). Porównanie głównych wskaźników gospodarczych dla Polski przedstawia rysunek 11.1.



Rys. 11.1. Porównanie wskaźników gospodarczych dla Polski w latach 2000–2012
Źródło: GUS – Rocznik... 2000–2012, ARE – Statystyka energetyki...

Fig. 11.1. Comparison of Poland's economic indicators in the years 2000–2012

Polska jest największym producentem węgla kamiennego w Unii Europejskiej. W rankingu światowych producentów zajmuje w ostatnich latach 9–10 miejsce.

W strukturze zużycia energii pierwotnej węgiel ma zdecydowanie największy udział (55%). Drugie miejsce zajmuje ropa naftowa z udziałem 26%. Udział gazu ziemnego to poziom 15%. Energia wodna i odnawialne źródła energii mają łącznie udział 4% (BP 2013).

W Polsce w wyniku transformacji ustrojowej w 1989 roku nastąpiła drastyczna zmiana w wielkości produkcji węgla. Przed 1989 rokiem skala produkcji węgla (przekraczająca krajowe potrzeby) wynikała z polityki realizowanej w ramach dawnego obozu socjalistycznego. Polska, na podstawie odpowiednich ustaleń w komisjach RWPG, była zobowiązana do zaopatrywania w węgiel pozostałych krajów bloku (Blaschke i in. 2004; Blaschke, Lorenz 2004).

Zmiany polityczne, a następnie gospodarcze spowodowały, że Polska utraciła większość rynków zbytu węgla w krajach RWPG. Eksport na rynki międzynarodowe wymagał węgla o zdecydowanie wyższej jakości (zwłaszcza jak chodzi o węgiel energetyczny). Polskie kopalnie nie były jednak wyposażone w zakłady wzbogacania miałów energetycznych.

Nastąpił znaczący spadek produkcji węgla: w 1989 roku wydobyto 178 mln ton, a już w następnym roku produkcja spadła do 147 mln ton, tj. o 17%. W 2012 r. produkcja wyniosła niecałe 80 mln ton i była niższa o 45% niż w roku 1989. Dane o produkcji, imporcie i eksporcie węgla kamiennego w latach 1990–2012 zestawiono w tabeli 11.1; na rysunkach 11.2–11.3 zilustrowano zmiany w produkcji. Liczby wyrażają sumaryczną produkcję węgla kamiennego; w procentach podano udział węgla energetycznego w produkcji.

Tabela 11.1

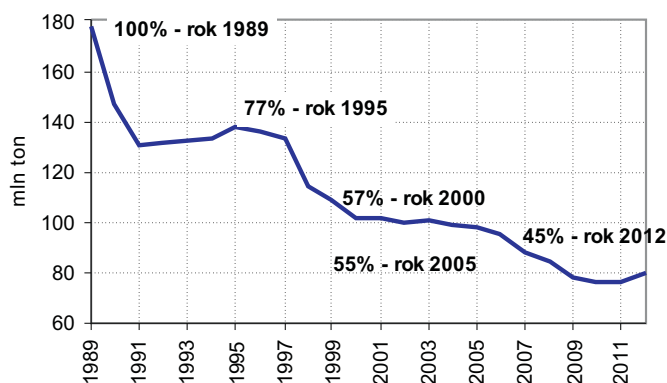
Produkcja, eksport i import węgla kamiennego w Polsce w latach 1990–2012

Table 11.1

Production, exports and imports of hard coal in Poland in the years 1990–2012

Wyszczególnienie	Jedn.	Lata					
		1990	1995	2000	2005	2010	2012
Wydobycie węgla ogółem	mln ton	147,4	135,3	101,2	97,8	76,7	79,8
Eksport	mln ton	28,4	32,3	23	20,8	10,7	3,7
Import	mln ton	0,5	1,5	1,5	3,4	13,6	9,6
Liczba kopalń czynnych	szt.	70	62	41	36	28	28

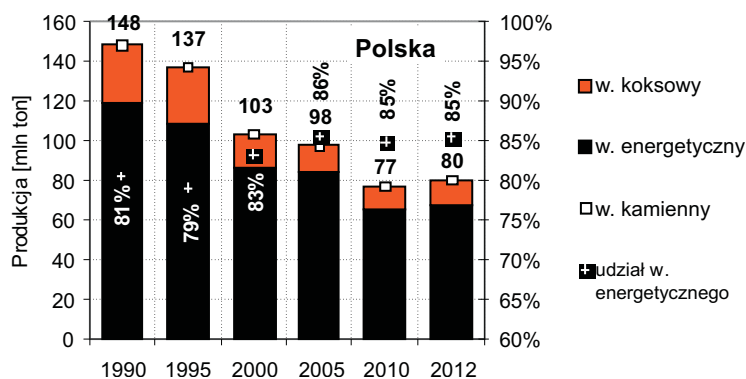
Źródło: opracowanie własne na podstawie GUS – Rocznik statystyczny 2000–2012, ARE



Rys. 11.2. Zmiany w produkcji węgla kamiennego w Polsce w latach 1989–2012

Źródło: opracowanie własne

Fig. 11.2. Changes in hard coal production in Poland in the years 1989–2012



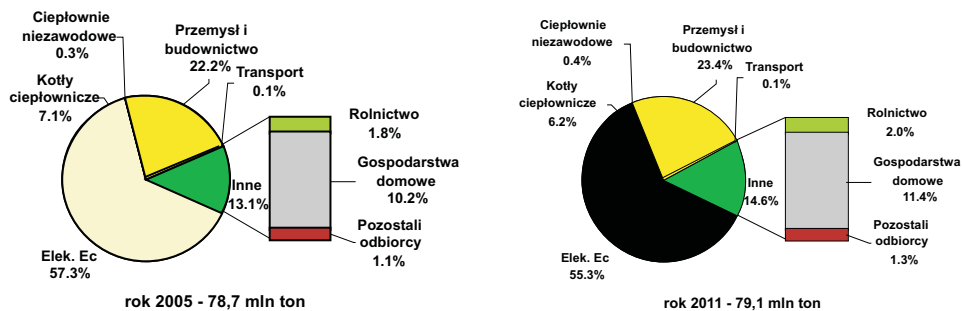
Uwaga: udział węgla koksowego – uzupełnienie do 100%

Rys. 11.3. Udział węgla energetycznego i koksowego w produkcji węgla kamiennego w Polsce w latach 1990–2012

Źródło: opracowanie własne na podstawie (Coal Information 2010, 2013)

Fig. 11.3. Share of steam coal in hard coal production in Poland in the years 1990–2012

W zużyciu węgla kamiennego w Polsce dominują jednostki energetyki. Według danych Głównego Urzędu Statystycznego (GUS – Zużycie paliw... 2005, 2012) ponad połowa krajowego zużycia węgla kamiennego przypada na elektrownie i elektrociepłownie. Pozostałe grupy statystyczne, w analizowanym przez GUS zużyciu węgla kamiennego, przedstawia rysunek 11.4 – pokazujący strukturę tego zużycia w roku 2011 i porównawczo w 2005 r. (statystyki za rok 2012 nie zostały jeszcze opublikowane).



Rys. 11.4. Struktura zużycia węgla kamiennego w latach 2005 i 2011

Źródło: GUS – Zużycie paliw... 2005, 2012

Fig. 11.4. Hard coal consumption by users, in the years 2005 and 2011

Ogółem, w 2012 roku w kraju zużyto 79,1 mln ton węgla kamiennego, z czego na użytkowników z sektora energetycznego (kategorie: elektrownie i elektrociepłownie, kotły ciepłownicze energetyki zawodowej i ciepłownie zawodowe oraz ciepłownie niezawodowe) przypadało sumarycznie 49 mln ton (62%). W 2005 roku zużycie węgla było nieco mniejsze

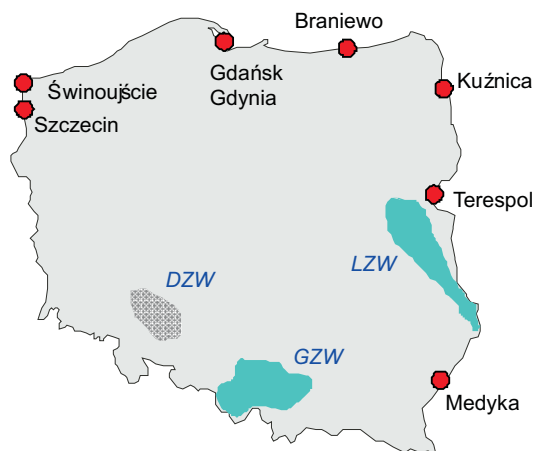
(78,7 mln ton), ale sektor energetyczny zużył więcej, bo na ten dział przypadło 51 mln ton węgla (65% całkowitego zużycia).

11.2. Zasoby węgla kamiennego

Według WEC (*World Energy Council*), polskie zasoby przemysłowe węgla są dziewiąte co do wielkości na świecie i trzecie w Europie (po Rosji i Ukrainie). Zasoby te stanowią około 1,1% całkowitych światowych zasobów węgla (BP 2013).

W Polsce złoża węgla kamiennego występują w trzech zagłębiach: Górnośląskim Zagłębiu Węglowym (GZW), Lubelskim Zagłębiu Węglowym (LZW), w których aktualnie prowadzi się wydobywanie, oraz w Dolnośląskim Zagłębiu Węglowym (DZW), mającym obecnie jedynie znaczenie historyczne. Eksploatację węgla w tym zagłębiu zakończono w 2000 roku.

Głównym zagłębiem węgla kamiennego w Polsce jest położone w południowej części kraju Górnośląskie Zagłębie Węglowe (GZW). Na jego obszarze znajdują się wszystkie czynne obecnie kopalnie, z wyjątkiem jednej – Lubelski Węgiel Bogdanka S.A., która działa na terenie LZW. Orientacyjne położenie złóż węgla w Polsce oraz ważniejsze porty i przejścia graniczne przedstawiono na rysunku 11.5.



Rys. 11.5. Orientacyjne położenie złóż węgla w Polsce oraz ważniejszych portów i kolejowych przejść granicznych

Źródło: opracowanie własne

Fig. 11.5. Approximate location of coal deposits in Poland, major ports, and rail border crossings

Udokumentowane zasoby bilansowe złóż węgla kamiennego według stanu na 31 XII 2012 wynoszą 48,2 mld ton, w tym 72% zasobów to węgle energetyczne (34,5 mld ton), a pozostałe to węgle koksujące i inne (13,7 mld ton). Zasoby złóż zagospodarowanych stanowią obecnie około 40% zasobów bilansowych i wynoszą 19,1 mld ton, w tym 11,4 mln

ton to węgle energetyczne, a 7,7 mln ton to węgle koksujące. Zasoby przemysłowe stanowią tylko 9% zasobów bilansowych i wniosły 4,2 mld ton (54% tych zasobów to węgiel o typach 31–33) (PIG – Bilans... 2013).

Górnośląskie Zagłębie Węglowe jest głównym zagłębiem Polski, gdzie występuje obecnie około 80% udokumentowanych zasobów bilansowych krajowych węgla kamiennych i 93% zasobów przemysłowych (3,9 mld ton). Powierzchnia złoża szacowana jest na 5,6 tys. km², a eksploatacja prowadzona jest na około 20% tej powierzchni.

Lubelskie Zagłębie Węglowe – najbardziej perspektywiczne – posiada 19% (9,3 mld ton) wszystkich zasobów bilansowych w Polsce i tylko 7% zasobów przemysłowych, a szacowana ich wielkość jest na poziomie 314 mln ton. Złóża występują na powierzchni około 9,1 tys. km². Zlokalizowana na tym terenie jedyna kopalnia LW Bogdanka eksploatuje węgiel na powierzchni około 300 km², co stanowi tylko 0,8% powierzchni całego zagłębia.

Główni producenci węgla kamiennego w Polsce

W konsekwencji szeregu realizowanych w Polsce po 1989 roku programów restrukturyzacji górnictwa węgla kamiennego, zmniejszyła się nie tylko produkcja węgla, ale też liczba kopalń i spółek węglowych. Obecnie w krajowym sektorze węgla kamiennego funkcjonują producenci przedstawieni w tabeli 11.2 (w zestawieniu podano też ich status prawny).

Tabela 11.2

Producenci węgla kamiennego w Polsce

Table 11.2

Hard coal producers in Poland

Spółka	Skrót	Status
Kompania Węglowa S.A.	KW	spółka akcyjna, własność Skarbu Państwa
Katowicka Grupa Kapitałowa S.A.	KGK	spółka akcyjna, własność Skarbu Państwa
LW „Bogdanka” S.A.	LWB	spółka giełdowa w pełni sprywatyzowana
JSW S.A.	JSW	spółka giełdowa, Skarb Państwa – 55,2% akcji
Południowy Koncern Węglowy S.A.	PKW	52,48% Tauron Wytwarzanie, 47,52% KW S.A.
ZG „SILTECH” Sp. z o.o.		spółka prywatna
PG „SILESIA” Sp. z o.o.		91,4% – czeski EPH
„EKO-PLUS” Sp. z o.o.		spółka prywatna

Źródło: opracowanie własne

W kopalniach spółek KGK i PKW oraz w LWB (a także w małych spółkach) produkuje się tylko węgiel energetyczny, w produkcji JSW S.A. dominuje węgiel koksowy (70% węgiel koksowy – 30% węgiel energetyczny), a w KW S.A. produkuje się oba typy węgla (z dużą przewagą energetycznego – 90% węgiel energetyczny, 10% węgiel koksowy).

Strukturę organizacyjną spółek węglowych przedstawiono w tabeli 11.3; w zestawieniu tym ujęto także największych pośredników w handlu węglem.

Tabela 11.3

Struktura organizacyjna górnictwa węgla kamiennego w Polsce

Table 11.3

The organizational structure of hard coal mining in Poland

Lp.	Kopalnia	Spółka		Lp.	Kopalnia	Spółka
1	Murcki	KHW	KGK	1	Bielszowice	KW SA
2	Mysłowice-Wesoła			2	Bobrek-Centrum	
3	Staszic			3	Bolesław Śmiały	
4	Wieczorek			4	Brzeszcze	
5	Wujek			5	Chwałowice	
6	Kazimierz-Juliusz Sp. z o.o.			6	Halemba-Wirek	
				7	Jankowice	
1	Borynia-Zofiówka	JSW		8	Knurów-Szczygłowice	
2	Budryk			9	Marcel	
3	Jas-Mos			10	Piast	
4	Krupiński			11	Piekary	
5	Pniówek			12	Pokój	
				13	Rydułtowy-Anna	
1	ZG Janina	PKW		14	Sośnica-Makoszowy	
2	ZG Sobieski			15	Ziemowit	
Kopalnie prywatne						
LW Bogdanka SA		PG Silesia Sp. z o.o.		ZG Siltech Sp. z o.o.		
Najwięksi pośrednicy w handlu węglem						
Węglokoks SA		CZW Węglozbyt SA		Przedsiębiorstwa prywatne (obrot ponad 1 mln ton) SUEK Polska Sp. z o.o., KTK Polska Sp. z o.o. Barter SA, Krex Sp. z o.o., Energo S.J. Bialchem Group sp. z o.o.		

Źródło: Grudziński 2012

11.3. Zagadnienia transportu węgla

Istotną rolę zarówno w eksporcie, jak i imporcie oraz w krajowych przewozach węgla do energetyki odgrywa transport kolejowy. W latach 2005–2012 właśnie tą drogą realizowane było średnio 55% eksportu (według danych VDKI 2010,2013). W tym przypadku Polska wykorzystuje premię za rentę geograficzną. Węgiel transportowany jest głównie do Niemiec

oraz państw Europy Środkowej i północnych Włoch. Według danych GUS (GUS – Transport...2006–2013) w latach 2005–2012 średnia odległość na jaką przewożono 1 tonę węgla w relacji eksportowej wyniosła 330 km, a w relacji krajowej – 137 km.

Pozostała część eksportu realizowana jest transportem morskim. W Polsce w handlu międzynarodowym węgiel przeładowywany jest głównie w czterech portach morskich: Gdańsk, Gdynia, Szczecin, Świnoujście. Najdalej oddalonym portem zarówno od producentów z GZW, jak i LZW jest port Świnoujście, a najbliższej – porty z Trójmiasta (tab. 11.4).

Tabela 11.4

Odległości kolejowe do polskich portów morskich

Tabla 11.4

Rail distances to Polish seaports

Port	GZW	LZW
	km	
Gdańsk	530	500
Gdynia	550	520
Szczecin	530	670
Świnoujście	610	760

Źródło: opracowanie własne na podst. (PKP PLK 2013)

Obecne zdolności przeładunkowe portów morskich w eksporcie węgla oceniane są na około 23 mln ton (tab. 11.5). Największym potencjałem w przeładunkach dysponuje port w Gdańsku. Szacuje się, że po oddaniu nowobudowanego Terminala Suchych Ładunków

Tabela 11.5

Zdolności przeładunkowe węgla w polskich portach morskich [mln ton]

Table 11.5

Loading capacity of coal in Polish seaports [Mt]

Port	Nazwa	Zdolność przeładunkowa [mln ton/rok]	
		eksport	import
Łącznie		ok. 23	ok. 13–14
Gdańsk	Terminal węglowy (Port Zewnętrzny)	8	–
	Basen Górniczy (Port Wewnętrzny)	–	ok. 1,5
	Budowany Terminal Suchych Ładunków Masowych	6	6
Gdynia	Nabrzeże Holenderskie	ok. 1	ok. 1,5
Szczecin	Terminal węglowy	ok. 2	ok. 1
Świnoujście	Nabrzeże Górników	ok. 4	ok. 4

Źródło: Stala-Szlugaj (2013b)

Masowych wyniosą one łącznie około 14 mln ton/rok. Drogą morską węgiel eksportowany jest głównie do W. Brytanii, Francji oraz państw skandynawskich.

Udział importu węgla drogą morską wynosi 29% (lata 2005–2012).

Również w przypadku importu węgla kolej odgrywa wiodącą rolę. W latach 2005–2012 tą drogą Polska sprowadzała około 71% węgla. Przywożony jest on przede wszystkim z Rosji (średnio: 65%), Czech (28%) oraz Kazachstanu i Ukrainy (łącznie ok. 7%). Średnia odległość na jaką przewożono 1 tonę węgla w relacji importowej w latach 2005–2012 według danych GUS (2013) wyniosła 164 km.

W ostatnich latach import kolejowy realizowany jest głównie przez przejścia graniczące z Białorusią – Kuźnicę i Terespol wraz z terminalem w Małaszewiczach oraz z Rosją – Braniewo. Na taką strukturę geograficznych dostaw węgla wpłynęły niższe stawki tranzytowe oferowane przez koleje białoruskie (Stala-Szlugaj, Klim 2012), a tranzyt przez Ukrainę – nie cieszył się popularnością.

W celu zwiększenia przepustowości kolejowych przejść granicznych, prowadzona jest między innymi modernizacja przejścia w Braniewie oraz trwa przebudowa przejścia w Siemianówce (Stala-Szlugaj 2013b). Dzięki tej ostatniej inwestycji ma zostać odciążony ruch towarowy w Kuźnicy.

Konieczność przeładunku węgla z wagonów szerokotorowych na normalnotorowe powoduje, że wokół przejść granicznych powstają terminale przeładunkowe. W swej ofercie – poza przeładunkiem i obsługą celną – zawierają usługę magazynowania, sortowania, mieszania oraz sprzedaży węgla (Stala-Szlugaj 2013b). Największymi możliwościami przeładunkowymi dysponują terminale zlokalizowane wokół przejścia kolejowego w Terespole (łącznie – ok. 70 tysięcy ton/dobę).

Polska dysponuje 20 tys. km linii kolejowych normalnotorowych (dane za 2012 r.), z których 60% jest zelektryfikowanych (GUS – Transport 2006–2013). Kolejowe przewozy węgla przede wszystkim realizowane są przez spółkę PKP Cargo oraz DB Schenker i CTL Logistics. Wśród tych trzech przewoźników od lat czołową pozycję w przewozach węgla zajmuje PKP Cargo. Średnie roczne przewozy węgla kamiennego realizowanego przez tę spółkę w latach 2005–2012 wynoszą 53 mln ton (dane PKP Cargo – www.pkp-cargo.pl).

11.4. Węgiel kamienny energetyczny

Produkcja węgla kamiennego energetycznego w Polsce systematycznie spada. W 2012 roku produkcja wyniosła około 61,8 mln ton, podczas gdy jeszcze w 2000 przekraczała 86 mln ton, a w porównaniu z rokiem 1990 jest niższa o 51 mln ton. Średnioroczny spadek od 1990 roku wyniósł 2,5% (a od roku 2000 – 1,9%).

W skali sektora (górnictwo węgla kamiennego GWK – ogółem) około 85% stanowi węgiel energetyczny. Prawie połowa krajowej produkcji węgla energetycznego pochodzi z kopalń Kompanii Węglowej, około 18% z KGK, a udział LWB wzrósł ostatnio do około

14%. PKW i JSW mają kilkuprocentowe udziały w rynku węgla energetycznego. Łączny udział pozostałych małych spółek nie przekracza 2%.

W analizowanym okresie 2005–2012 produkcja zmniejszyła się o 18,8%, co daje średnioroczny spadek na poziomie 2,9%. W tym czasie produkcja spadła o 15,8 mln ton.

Wybrane dane liczbowe o produkcji, zużyciu, eksporcie i imporcie zestawiono w tabeli 11.6, a na rysunkach 11.6 i 11.7 pokazano zmiany tych wartości. Zmiany obliczono dla takich interwałów czasowych, jak pokazane na rysunku 2.4, tzn. dla roku 1995 rokiem odniesienia był 1990, a dla 2012 – rok 2010. Ten zestaw informacji przygotowano na bazie tych samych źródeł, co dla pozostałych krajów, dla zachowania porównywalności.

Tabela 11.6

Polska – produkcja, zużycie, eksport i import węgla energetycznego w latach 2005–2012

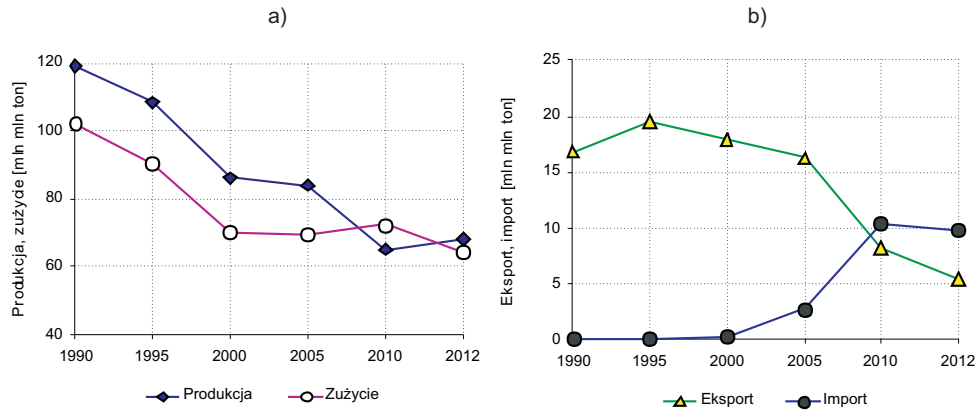
Table 11.6

Poland – production, consumption, export and import of steam coal in the years 2005–2012

Wyszczególnienie	Jedn.	2005	2010	2012
Produkcja	mln ton	83,8	65,1	68,1
udział w produkcji światowej	%	1,9	1,2	1,1
Zużycie	mln ton	69,3	72,5	64,1
udział w zużyciu światowym	%	1,6	1,4	1,1
Eksport	mln ton	16,2	8,2	5,4
udział eksportu w produkcji krajowej	%	19,3	12,5	7,9
udział w eksporcie światowym	%	2,9	1,0	0,6
Import	mln ton	2,8	10,8	8,1
udział importu w zużyciu krajowym	%	3,3	16,6	11,9
udział importu w produkcji krajowej	%	4,0	14,9	12,7
udział w imporcie światowym	%	0,0005	0,0014	0,0008

Źródło: opracowanie własne na podstawie (IEA – Coal Information 2010, 2013)

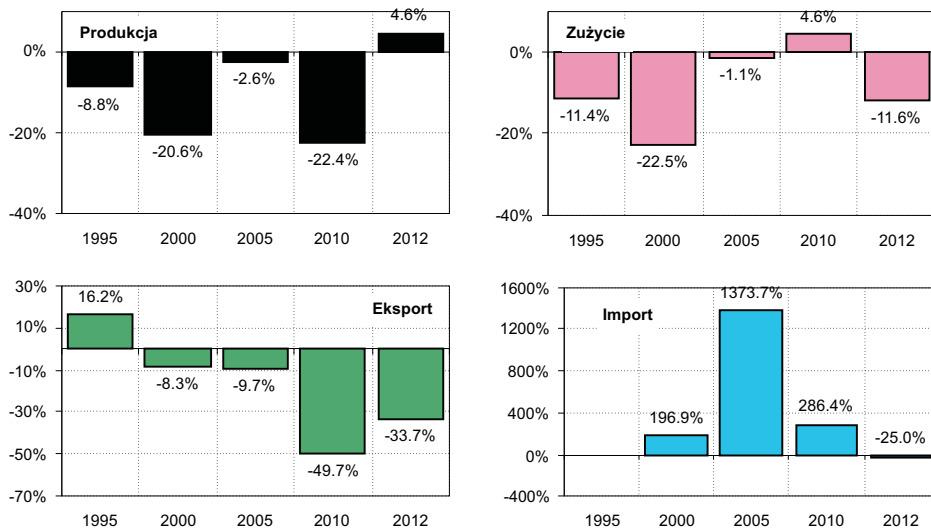
Cechą charakterystyczną rynku węgla energetycznego w Polsce jest zróżnicowana struktura sortymentowa produkcji węgla. W skali branży – zarówno w sprzedaży krajowej, jak i w eksporcie – dominują miazły, a udział innych sortymentów kształtuje się na poziomie około 15%. Struktura sortymentowa produkcji powiązana jest z kierunkami sprzedaży poszczególnych producentów. Miazły energetyczne sprzedawane są przede wszystkim do sektora energetyki zawodowej, gdzie do spalania węgla stosuje się kotły pyłowe, dla których węgiel o małym uziarnieniu jest odpowiednim paliwem. Sortymenty średnie trafiają do odbiorców wyposażonych w kotły rusztowe, a sortymenty grube – głównie na rynek drobnych odbiorców.



Rys. 11.6. Zmiany produkcji i zużycia (a) oraz eksportu i importu (b) węgla energetycznego w Polsce w latach 1990–2012

Źródło: opracowanie własne na podstawie (IEA – Coal Information 2010, 2013)

Fig. 11.6. Development of production and consumption (a), and exports and imports (b) of steam coal in Poland in the years 1990–2012



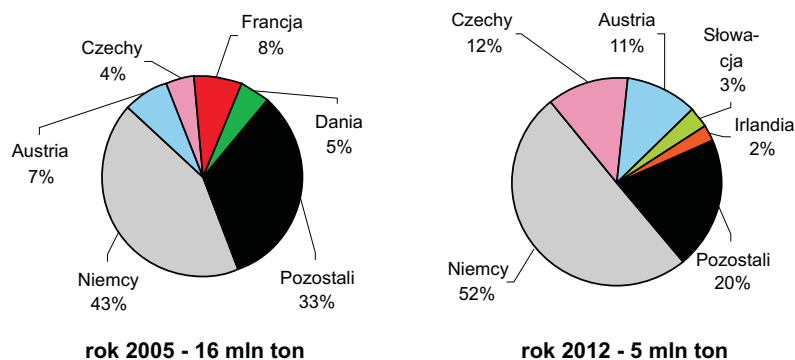
Rys. 11.7. Dynamika zmian produkcji i zużycia oraz eksportu i importu węgla energetycznego w Polsce w latach 1990–2012

Źródło: opracowanie własne na podstawie (IEA – Coal Information 2010, 2013)

Fig. 11.7. Dynamics of production and consumption, and exports and imports of steam coal in Poland in the years 1990–2012

Udział Polski w światowym handlu węglem energetycznym

Udział Polski w światowym eksporcie węgla energetycznego systematycznie maleje od 1995 roku. Duże spadki eksportu nasiliły się od 2005 roku. Jeszcze w 1995 roku eksport wynosił około 6,4%, w 2005 – 2,9%, a w 2012 – zaledwie 0,6% (por. tab. 2.1). Rysunek 11.8 przedstawia głównych odbiorców polskiego węgla w eksporcie w latach 2005 i 2012.



Rys. 11.8. Główni odbiorcy polskiego węgla energetycznego w eksporcie w roku 2005 i 2012
Źródło: opracowanie własne na podstawie (IEA – Coal Information 2010, 2013)

Fig. 11.8. Main recipients of Polish steam coal exports in 2005 and 2012

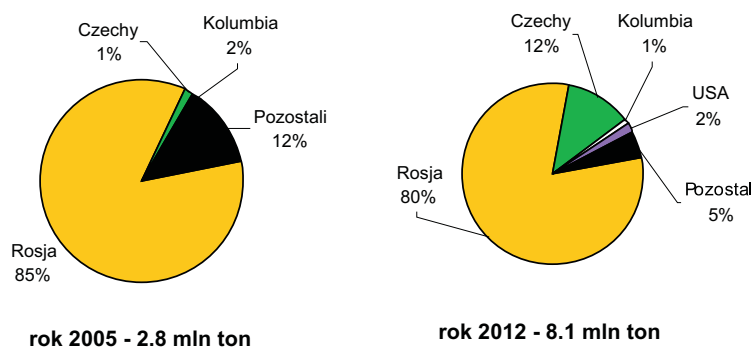
Eksport węgla energetycznego z Polski kierowany jest przede wszystkim do odbiorców w Unii Europejskiej. Głównym odbiorcą niezmiennie od wielu lat są Niemcy, do których trafia około 50% eksportowanego węgla.

Jakość polskiego węgla w eksporcie zdecydowanie odbiega od jakości węgla sprzedawanego na rynku krajowym. Średnie parametry jakościowe węgla sprzedawanego na rynku krajowym kształtują się w następujących przedziałach: wartość opałowa: od 21,5 do 22,5 MJ/kg (5100–5400 kcal/kg), zawartość popiołu: 18–21% i zawartość siarki 0,8–0,9%. Na eksport jest przeznaczany węgiel nawet o wyższych parametrach niż średni standard międzynarodowy: o wartości opałowej rzędu 25–27 MJ/kg (6000–6400 kcal/kg), 10–14% zawartości popiołu i 0,6–0,7% zawartości siarki.

Od kilku już lat stałym elementem na polskim rynku węgla jest surowiec pochodzący z importu. W roku 2008 Polska po raz pierwszy w historii stała się importerem węgla netto. Głównie przyczyniły się do tego kłopoty z podażą węgla krajowego, załamanie się światowej gospodarki oraz osłabienie dolara amerykańskiego względem innych walut narodowych. We wspomnianym roku 2008 świat zaczął odczuwać skutki kryzysu gospodarczego, który również nie ominął czołowych producentów i eksporterów węgla (Lorenz 2009a, b; Lorenz, Grudziński 2009; Lorenz 2011; Grudziński 2011, 2012).

W imporcie do Polski przeważa węgiel energetyczny (z przeciętnym udziałem 74% w całości importu), o średniej wartości opałowej wynoszącej około 24 MJ/kg (tj. ok. 5800 kcal/kg). Największym dostawcą węgla jest Rosja z udziałem ponad 80% (rys. 11.9).

Zainteresowanie rosyjskich eksporterów polskim rynkiem zdecydowanie wzrosło w okresie załamania się światowej gospodarki, wskutek którego zmniejszyło się zapotrzebowanie na węgiel ze strony stałych zachodnioeuropejskich odbiorców rosyjskiego surowca, a eksporterzy zaczęli lokować swój towar na rynku polskim (Lorenz 2010; Stala-Szlugaj 2012; Grudziński 2012).



Rys. 11.9. Główni dostawcy węgla energetycznego do Polski w latach 2005 i 2012
Źródło: opracowanie własne na podstawie (IEA – Coal Information 2010, 2013)

Fig. 11.9. Major suppliers of steam coal to Poland in 2005 and 2012

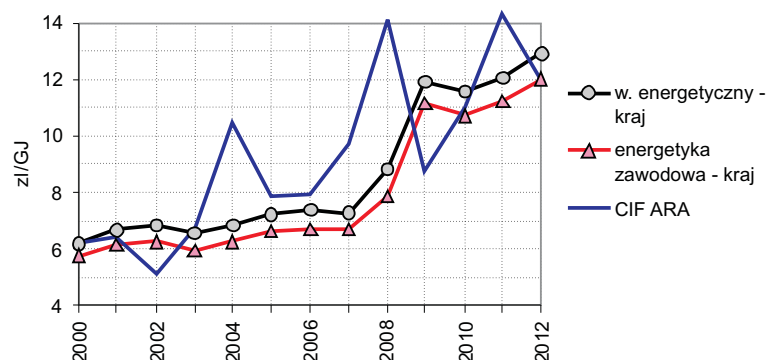
Jeszcze w roku 2005 import węgla energetycznego stanowił około 3–4% krajowej produkcji i zużycia, a w 2012 udziały te zwiększyły się do około 12%. Import węgla energetycznego do Polski – mimo wzrastającej ilości i udziale w zużyciu krajowym – stanowi bardzo nieznaczny ułamek światowego handlu węglem.

Ceny węgla energetycznego

Na rynku krajowym sprzedaż węgla do energetyki, dużych zakładów przemysłowych odbywa się na bazie bezpośrednich kontraktów (z ustaloną ścieżką cenową), natomiast dla mniejszych odbiorców sprzedaż realizowana jest głównie przez sieć autoryzowanych pośredników, którzy posiadają składy węgla w całym kraju. Daje to możliwość dotarcia producentom węgla do dużej liczby rozproszonych geograficznie odbiorców.

W skali krajowej znaczna część produkcji objęta jest zawartymi wcześniej umowami z ceną gwarantowaną w danym roku, negocjowaną corocznie. Na rysunku 11.10 przedstawiono porównanie cen polskiego węgla energetycznego w sprzedaży krajowej z cenami na rynku międzynarodowym (CIF ARA) – w przeliczeniu na zł/GJ.

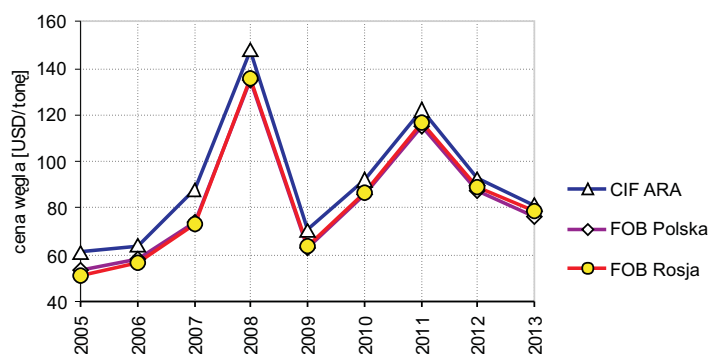
Obecnie w coraz większym stopniu ceny w dostawach do dużych krajowych odbiorców węgla są powiązane (indeksowane) z cenami z rynków międzynarodowych. Na rysunku 11.11 porównano ceny polskiego węgla energetycznego w eksporcie morskim z cenami eksportowego węgla rosyjskiego oferowanego w portach Bałtyckich na tle indeksu spot CIF ARA. Wszystkie ceny odnoszą się do węgla o wartości opałowej rzędu 25 MJ/kg w stanie roboczym (6000 kcal/kg). Zauważalna jest prawie całkowita korelacja tych cen. Ceny węgla



Rys. 11.10. Porównanie cen polskiego węgla energetycznego w sprzedaży krajowej z indeksem CIF ARA na rynku międzynarodowym

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

Fig. 11.10. Price comparison of Polish coal domestic sales and CIF ARA international market index



Rys. 11.11. Ceny polskiego węgla energetycznego w eksporcie (FOB Polska) na tle indeksów spot CIF ARA i FOB Rosja (porty bałtyckie)

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

Fig. 11.11. Polish steam coal export prices against CIF ARA and FOB Baltic Russian coal spot indices

polskiego w eksporcie są w ostatnich latach średnio niższe od cen w portach ARA o 5–7%. Natomiast węgiel rosyjski jest droższy od polskiego w granicach 2–3%.

11.5. Węgiel koksowy

Wydobycie krajowego węgla koksowego prowadzone jest w kopalniach Górnośląskiego Zagłębia Węglowego zgrupowanych w dwóch spółkach: w Jastrzębskiej Spółce Węglowej S.A. oraz w Kompanii Węglowej S.A.

JSW SA jest jedynym w kraju i największym w Europie producentem węgla typu *hard* (wg PN węgla ortokoksowego typów 35.1, 35.2 A i B). Ponadto w kopalniach Budryk i Krupiński obok węgla energetycznego produkowany jest węgiel gazowo-koksowy typu 34. W skali spółki udział węgla gazowo-koksowego typu 34 w produkcji węgla koksowego ogółem kształtuje się obecnie na poziomie około 16%.

Krajowe wydobycie węgla typu 34 pochodzi również z kopalń Kompani Węglowej SA, w których część węgla (w zależności od zapotrzebowania rynku) produkuje się dla branży koksowniczej, a pozostałą ilość kieruje do odbiorców na rynku energetycznym. Udział produkcji węgla koksowego (typu 34) stanowi około 6–7% ogólnego wydobycia węgla kamiennego KW SA.

Produkcja węgla koksowego ma udział około 15% w ogólnym wydobyciu węgla kamiennego w Polsce. W ostatnich latach obserwowany jest stały spadek wydobycia węgla kamiennego w kraju, w tym również węgla koksowego, co znacznie ograniczyło krajową bazę surowcową węgla stosowanych w przemyśle koksowniczym.

W latach 2000–2009 produkcja węgla koksowego obniżyła się z 17,2 mln ton do 8,5 mln ton tj. prawie o 50%. W trudnym dla górnictwa roku 2009, w wyniku kryzysu w gospodarce światowej i spadku zapotrzebowania na koks ze strony przemysłu hutniczego, nastąpiło znaczne ograniczenie popytu na węgiel koksowy. Zmusiło to kopalnie do ograniczenia produkcji o prawie 30% w porównaniu z rokiem 2008. W roku 2010 znaczne ożywienie w przemyśle stalowym i koksowniczym zwiększyło zapotrzebowanie na węgiel koksowy, kopalnie zwiększyły wydobycie – produkcja wzrosła o 35% do 11,7 mln ton.

W strukturze jakościowej produkcji udział węgla typu *hard* (typ 35) w krajowym wydobyciu węgla koksowego kształtuje się na poziomie około 65%.

Poziom zużycia węgla koksowego w kraju determinowany jest zdolnościami produkcyjnymi przemysłu koksowniczego oraz możliwościami zbytu produkowanego koksu. Jest to szczególnie istotne w sytuacji, gdy eksport stanowi ponad 60% ogólnej sprzedaży koksu produkowanego w kraju. Polska od 2009 roku, za sprawą drastycznego spadku eksportu z Chin, stała się największym światowym eksporterem koksu. W ostatnim dziesięcioleciu produkcja koksu w kraju kształtowała się na poziomie 9–10 mln ton rocznie (z wyjątkiem kryzysowego roku 2009).

Wybrane dane liczbowe o produkcji, zużyciu, eksporcie i imporcie węgla koksowego zestawiono w tabeli 11.7, a na rysunkach 11.12 i 11.13 pokazano zmiany tych wartości (w takim samym schemacie jak dla węgla energetycznego).

Udział Polski w światowym handlu węglem koksowym

Głównym odbiorcą węgla koksowego jest rynek krajowy, na który w ostatnich latach sprzedawano ponad 80% wydobycia. W wyniku utrzymującego się dużego popytu na węgiel koksowy ze strony krajowych koksowni, przy równoczesnym spadku wielkości produkcji, udział sprzedaży zagranicznej węgla koksowego obniżył się z 30% w latach 2000–2001 do 14% w roku 2008. Węgiel ten kierowany był do krajów Unii Europejskiej (głównie: Austrii, Czech i Słowacji).

Tabela 11.7

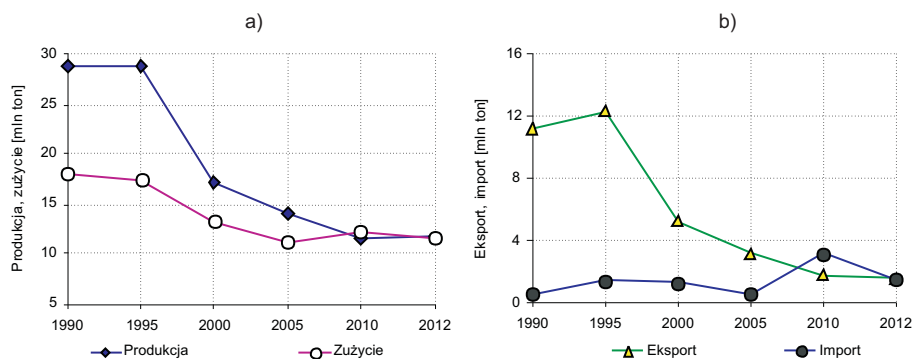
Polska – produkcja, zużycie, eksport i import węgla koksowego w latach 2005–2012

Table 11.7

Poland – production, consumption, export and import of coking coal in the years 2005–2012

Wyszczególnienie	Jedn.	2005	2010	2012
Produkcja	mln ton	14,1	11,7	11,7
udział w produkcji światowej	%	2,1	1,3	1,2
Zużycie	mln ton	11,2	12,3	11,6
udział w zużyciu światowym	%	1,7	1,4	1,2
Eksport	mln ton	3,2	1,8	1,6
udział eksportu w produkcji krajowej	%	22,4	15,6	13,5
udział w eksporcie światowym	%	1,5	0,6	0,5
Import	mln ton	0,6	3,2	1,5
udział importu w zużyciu krajowym	%	5,5	25,6	13,1
udział importu w produkcji krajowej	%	4,3	27,1	12,9
udział w imporcie światowym	%	0,03	0,12	0,05

Źródło: opracowanie własne na podstawie (IEA – Coal Information 2010, 2013)

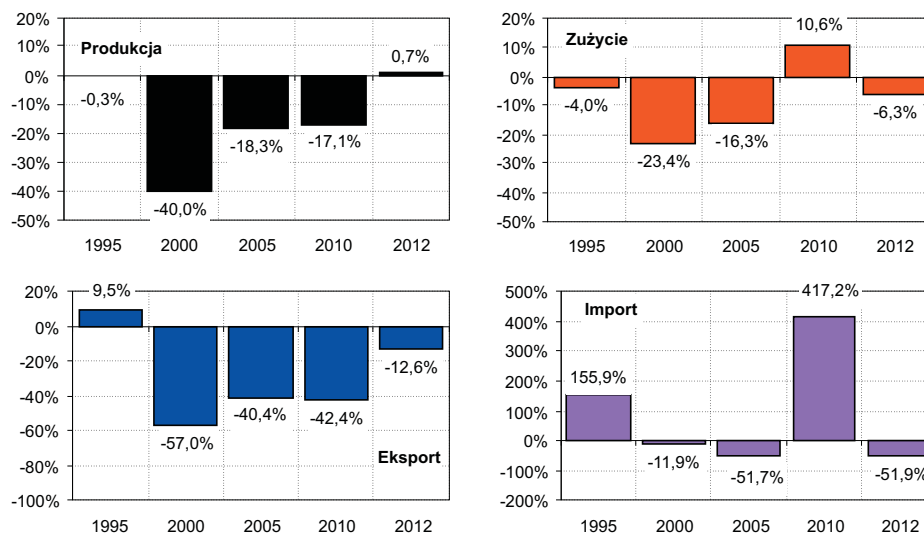


Rys. 11.12. Zmiany produkcji i zużycia (a) oraz eksportu i importu (b) węgla koksowego w Polsce w latach 1990–2012

Źródło: opracowanie własne na podstawie (IEA – Coal Information 2010, 2013)

Fig. 11.12. Development of production and consumption (a), and exports and imports (b) of coking coal in Poland in the years 1990–2012

W roku 2009 sprzedaż węgla koksowego na rynki zagraniczne wzrosła w porównaniu z rokiem poprzednim, co było efektem działań anty kryzysowych wprowadzonych w JSW SA. Spółka znalazła nowych odbiorców w Turcji i w Niemczech na węgiel, który nie został odebrany przez krajowe koksownie, głównie z grupy ArcelorMittal.



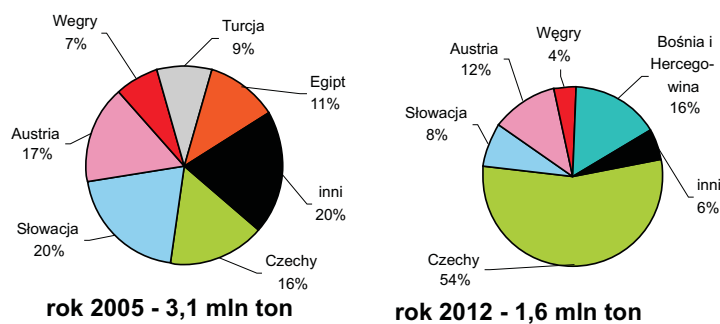
Rys. 11.13. Dynamika zmian produkcji i zużycia oraz eksportu i importu węgla koksowego w Polsce w latach 1990–2012

Źródło: opracowanie własne na podstawie (IEA – Coal Information 2010, 2013)

Fig. 11.13. Dynamics of production and consumption, and exports and imports of coking coal in Poland in the years 1990–2012

W ostatnich latach eksport krajowego węgla utrzymuje się na poziomie około 1,7 mln ton, a jego udział w międzynarodowym rynku stanowi zaledwie 0,5%.

Wykres na rysunku 11.14 przedstawia głównych odbiorców polskiego węgla koksowego w eksporcie w latach 2005 i 2012.



Rys. 11.14. Główni odbiorcy polskiego węgla koksowego w eksporcie w roku 2005 i 2012

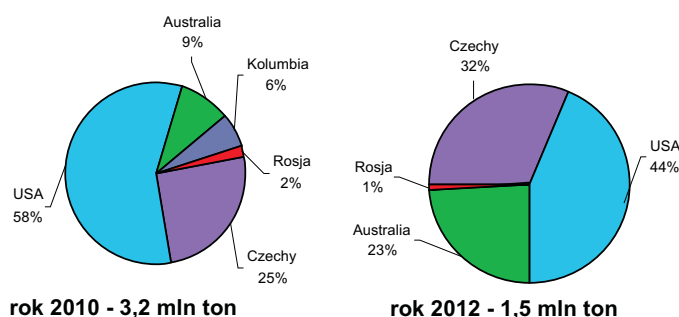
Źródło: opracowanie własne na podstawie (IEA – Coal Information 2010, 2013)

Fig. 11.14. Main recipients of Polish coking coal exports in 2005 and 2012

Jeszcze do roku 2005 produkcja węgla koksowego w Polsce była wystarczająca do pokrycia zapotrzebowania ze strony krajowej branży koksowniczej, a import miał charakter

uzupełniający o określone rodzaje węgla (głównie niskofosforowego węgla z Czech). Jednak kłopoty z podażą dobrych jakościowo węgla ortokoksowych sprawiły, że już w 2007 r. koncern ArcelorMittal Poland S.A., poza tradycyjnym importem z Czech, rozpoczął sprowadzanie węgla z USA i Kolumbii. Również pozostałe krajowe koksownie zwiększyły zakupy węgla czeskiego. W efekcie od 2008 roku Polska stała się importerem netto węgla koksowego – z importem na poziomie od 2,3 do 3,5 mln ton.

Dominujący udział w importowanym tonażu mają węgle z USA i tradycyjnie z Czech, ponadto na rynku pojawił się również węgiel z Kolumbii i Australii (rys. 11.15).



Rys. 11.15. Główni dostawcy węgla koksowego do Polski w latach 2010 i 2012
Źródło: opracowanie własne na podstawie (IEA – Coal Information 2010, 2013)

Fig. 11.15. Major suppliers of coking coal to Poland in 2010 and 2012

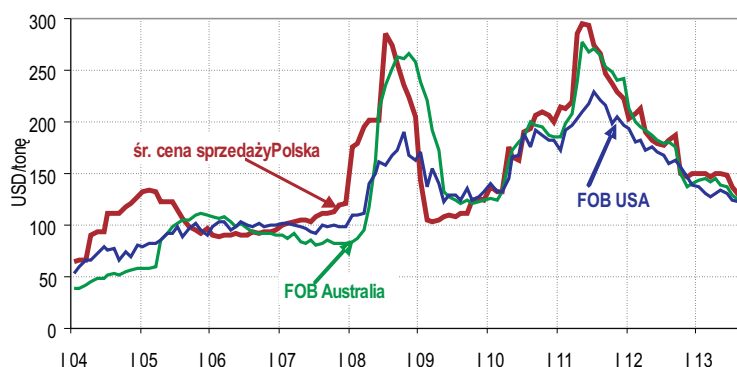
Biorąc pod uwagę fakt, że Polska jest największym w Europie producentem węgla koksowych typu *hard*, praktycznie jedynym źródłem pozyskania brakujących ilości tego typu węgla do produkcji koksu jest import zamorski.

Ceny węgla koksowego

Zmiany cen węgla koksowych na rynku krajowym są w zasadzie odzwierciedleniem trendów cenowych występujących na rynku międzynarodowym. Można to prześledzić porównując przebieg zmian cen polskich węgla koksowych *ex works* z cenami węgla FOB największych światowych eksporterów – Australii i USA, w okresie od 2004 roku.

Średnia krajowa cena węgla koksowego jest wypadkową dla całości sprzedaży węgla, w strukturze której dominuje węgiel *hard* (ok. 75%). W grupie węgla koksowych występuje zróżnicowanie cen w zależności od typu. Ze względu na przydatność technologiczną związaną ze stopniem uwęglenia i bardzo dobrymi właściwościami koksotwórczymi, węgle typu 35 (*hard*) w porównaniu do węgla gazowo-koksowych typu 34 (*semi-soft*) uzyskiwały na rynku krajowym ceny znacznie wyższe.

Podobnie jak dla węgla polskiego, pokazane ceny węgla z USA i Australii są rzeczywistymi średnimi cenami dla całego tonażu eksportowanych węgla, który zawiera zarówno węgiel typu *hard* jak i *semi-soft*.



Rys. 11.16. Porównanie średnich cen polskiego węgla koksowego z cenami węgla metalurgicznych z Australii i USA w handlu na rynku międzynarodowym [USD/tonę]

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych: Platts – ICR, MG – Informacja... 2004–2013

Fig. 11.16. A comparison of average prices of Polish coking coal prices for metallurgical coal from Australia and the U.S. to trade on the international market [USD/t]

11.6. Węgiel w polskiej energetyce

W Polsce w 2012 roku zainstalowana moc wszystkich elektrowni wyniosła 38 203 MW, z tego 54% stanowiły moce na węglu kamiennym, 25% na węglu brunatnym, 7% OZE, a 2,4% – na gazie ziemnym. Pozostała część to energetyka wodna i inne paliwa. W tabeli 11.8 przedstawiono moce zainstalowane elektrowni w podziale na paliwa. Moc ogółem w stosunku do roku 2005 wzrosła o 7,9%, a na węglu kamiennym utrzymała się praktycznie na poziomie sprzed 7 lat (wzrost 1%).

Tabela 11.8

Moce zainstalowane elektrowni w podziale na paliwa (na koniec roku) [MW]

Table 11.8

Power installed capacity (end of year), by fuel [MW]

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Ogółem	35 404	35 715	35 820	35 599	35 762	36 058	37 595	38 203
W. kamienny	20 385	20 629	20 701	20 901	20 920	20 843	20 820	20 434
W. brunatny	9 216	9 216	9 216	9 040	8 985	8 796	9 654	9 620
Gaz	–	136	847	883	883	895	852	913
E. wodne	2 179	2 184	2 184	2 185	2 185	2 187	2 190	2 190
E. odnawialne	227	283	423	683	877	1 296	2 075	2 826

Źródło: ARE – Statystyka Energetyki Polskiej (2005–2013)

W krajowym sektorze wytwarzania energii funkcjonuje obecnie 21 dużych elektrowni (w tym 15 na węglu kamiennym i 6 na węglu brunatnym) oraz 36 elektrociepłowni (z tego 11 ma moc zainstalowaną powyżej 200 MW, a 8 – poniżej 50 MW). Ponadto wytwarzanie prowadzi kilkudziesięciu producentów niezależnych. Dla zdecydowanej większości elektrociepłowni i wytwórców niezależnych paliwem podstawowym jest węgiel kamienny.

W 2007 roku utworzono (przed rokiem 2007 elektrownie funkcjonowały jako osobne przedsiębiorstwa) cztery grupy energetyczne: PGE, Tauron PE, Enea i Energa (debiut giełdowy planowany na grudzień 2013), z których trzy pierwsze są spółkami giełdowymi, notowanymi na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie (Olkuski 2012). Według stanu na koniec 2012 roku Skarb Państwa ma w nich jeszcze następujące udziały: PGE – 61,9%, Enea – 51,5%, Tauron PE 30,1%. Tauron PE jest jedyną grupą energetyczną, która posiada w swym składzie także kopalnie węgla kamiennego (ZG Janina i ZG Sobieski).

Zestawienie w tabeli 11.9 przedstawia podstawowe informacje o mocy i produkcji energii dla tych czterech grup energetycznych oraz udziały w produkcji energii elektrycznej dla kilku innych ważnych wytwórców (dane URE za 2011 r.).

Tabela 11.9

Główni producenci energii elektrycznej w Polsce

Table 11.9

Main producers of electricity in Poland

Grupa	Udział w produkcji energii elektrycznej		Moc		Produkcja	
	%		MW		TWh	
PGE S.A.	37,9		13 002		61,7	
Tauron PE S.A.	14,7		5 574		24,0	
ENEA S.A.	7,7		3 109		12,6	
ENERGA S.A.	2,9		1 151		4,7	
Razem Grupy Energetyczne	63,2		22 836		103,0	
Udziały pozostałych wytwórców w produkcji energii elektrycznej [%]						
EDF	9,9	PGNiG	2,7	Fortum	0,4	
PAK S.A.	6,9	DALKIA	1,7	RWE	0,4	
GDF SUEZ	5,2	CEZ	1,4	Inni	8,4	

Źródło: Biuletyn URE 2/2012 (czerwiec 2012)

W 2012 r. produkcja energii elektrycznej na mieszkańca zwiększyła się o 2,3% – w stosunku do 2005 r. – a zużycie energii elektrycznej zwiększyło się o 9,3%, co daje średnioroczny wzrost na poziomie 1,3%. Informacje o zmianach w produkcji i zużyciu

energii elektrycznej oraz zapotrzebowaniu na moc w krajowym systemie elektroenergetycznym – według statystyk polskich – przedstawiono w tabeli 11.10.

Tabela 11.10

Produkcja i zużycie energii elektrycznej w Polsce oraz maksymalne zapotrzebowanie na moc

Table 11.10

Production and consumption of electricity in Poland and the maximum power demand

2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Produkcja energii elektrycznej na 1 mieszkańca [kWh/Ma]							
4 113	4 242	4 181	4 077	3 975	4 139	4 244	4 208
Zużycie energii elektrycznej ogółem [TWh]							
145,7	150,8	154	154,6	149,5	156,3	158,3	159,299
Maksymalne zapotrzebowanie mocy [MW]							
23 477	24 640	24 611	25 121	24 594	25 422	24 780	25 845

Źródło: ARE –Statystyka Energetyki Polskiej (2005–2013)

Węgiel kamienny energetyczny jest podstawowym paliwem wykorzystywanym w krajowym systemie elektroenergetycznym (KSE): wytwarza się z niego połowę energii elektrycznej i trzy czwarte ciepła. W tabeli 11.11 zestawiono wybrane istotne informacje

Tabela 11.11

Produkcja, eksport i import energii elektrycznej [TWh]

Table 11.11

Production, export, and import of electricity in Poland [TWh]

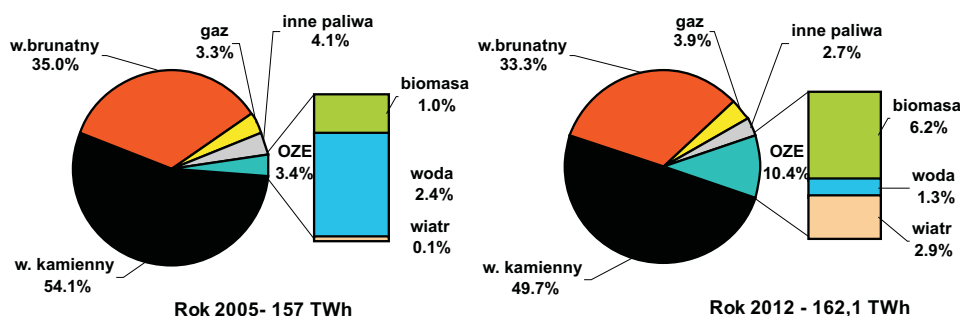
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Razem	157,0	161,7	159,3	155,3	151,7	157,7	163,5	162,1
Na węglu kamiennym	85,0	93,4	92,8	85,7	83,2	87,9	87,3	80,6
Na węglu brunatnym	54,9	53,4	51,0	53,2	50,2	48,7	52,5	54,1
Na gazie	5,2	4,6	4,5	4,7	4,8	4,8	5,8	6,3
Biomasa i biogaz	1,5	2,0	2,6	3,6	5,2	6,3	7,6	10,1
Woda	3,8	3,0	2,9	2,7	3,0	3,5	2,3	2,0
Wiatr	0,1	0,3	0,5	0,8	1,1	1,7	3,2	4,7
Eksport energii elektrycznej	16,2	15,8	13,1	9,7	9,6	7,7	12,2	1,0
Import energii elektrycznej	5,0	4,8	7,8	8,5	7,4	6,3	6,8	12,6
Starty i różnice bilansowe	14,6	15,1	14,6	12,6	12,5	11,9	10,6	9,8

Źródło: ARE –Statystyka Energetyki Polskiej (2005–2013)

o wytwarzaniu energii elektrycznej w Polsce. Na węglu kamiennym w stosunku do roku 2005 produkcja energii elektrycznej zmniejszyła o 5,2%, gdy w tym czasie wzrost produkcji energii ogółem wyniósł 3,3%. Wpływ na wielkość produkcji, a także na strukturę produkcji ma eksport i import energii elektrycznej. Od 2005 eksport energii elektrycznej zmniejszył się o 22% (średnioroczny spadek – 3,5%), natomiast wzrósł bardzo import energii elektrycznej o 96%. Sytuacja ta jest związana z integracją rynków energii w UE. W porównaniu z 2005 r. znacznie zmniejszyły się straty i różnice bilansowe (o 25,5%).

Udział paliw stałych w wytwarzaniu energii elektrycznej (węgiel kamienny i brunatny) wyniósł w 2012 roku 83% – w porównaniu do 89,1% w 2005 r. Udział węgla kamiennego energetycznego w roku 2005 wyniósł 54,1%, a w 2012 r. – 49,7%. Na zmianę struktury wpływa zwiększający się udział energii z OZE i spadający eksport energii elektrycznej.

Z przedstawionych danych wynika, że produkcja energii elektrycznej z paliw stałych systematycznie spada, a ich udział zmniejszył się z 89% w 2005 do 83% w 2012. Coraz więcej energii produkowane jest z OZE, gdzie dominuje zużycie biomasy w procesie współspalania; dynamicznie rozwija się także produkcja energii z wiatru (udział 2,9% w 2012 r.). Na rysunku 11.17 przedstawiono porównanie struktury wytwarzania energii elektrycznej w 2005 i 2012 roku według użytych paliw.



Rys. 11.17. Struktura wytwarzania energii elektrycznej w roku 2005 i 2012 według paliw
Źródło: ARE – Informacja statystyczna... 2005–2013

Fig. 11.17. Electricity production by fuel in 2006 and 2012

Energetyka zawodowa stanowi dla górnictwa węgla kamiennego najważniejszą grupę odbiorców. Kierowane jest tam 60–65% produkcji węgla energetycznego. Inni odbiorcy to energetyka przemysłowa (ok. 3%), ciepłownie przemysłowe i komunalne (9–10%). Pozostali odbiorcy, z udziałem ponad 20%, to głównie gospodarstwa domowe, a także rolnictwo i inni drobni odbiorcy.

W tabelach 11.12 i 11.3 zestawiono dane o zużyciu paliw ogółem w elektrowniach ciepłych zawodowych oraz parametry jakościowe węgla kamiennego w dostawach do energetyki zawodowej.

Tabela 11.12

Zużycie paliw w elektrowniach ciepłych zawodowych

Table 11.12

Fuel consumption in thermal power plants in Poland

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Węgiel kamienny [mln t]	42,9	45,1	45,7	43,0	41,1	44,1	43,4	40,0
Węgiel brunatny [mln t]	61,0	60,2	56,9	58,6	56,0	55,7	61,8	63,3
Paliwa gazowe [mld m ³]	1,70	1,71	1,83	4,16	3,54	4,36	4,60	4,42

Źródło: ARE – Emitter (2005–2013)

Tabela 11.13

Parametry jakościowe węgla kamiennego w dostawach do energetyki zawodowej

Table 11.13

Hard coal quality supplied to power plants in Poland

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Q [MJ/kg]	21,4	21,6	21,4	21,4	21,8	21,5	21,3	21,4
A [%]	20,0	20,1	20,7	20,3	19,7	20,0	20,7	20,6
S [%]	0,84	0,83	0,83	0,83	0,78	0,81	0,80	0,82

Źródło: ARE – Emitter (2005–2013)

Podsumowanie

Opisane w pracy kraje najważniejszych producentów węgla kamiennego odpowiadają obecnie za prawie 94% światowej produkcji tego surowca, w takiej samej proporcji kształtuje się ich udział w produkcji węgla energetycznego i w nieco mniejszej (93%) – w produkcji węgla koksowego. Z krajów tych pochodzi 90% światowego eksportu węgla koksowego i 91% eksportu węgla kamiennego energetycznego.

Jednak trwająca już ponad dwa lata tendencja spadkowa cen na rynkach węgla, a także mało optymistyczne perspektywy wzrostu cen w przyszłości, stawiają sektor górnictwa węgla kamiennego w bardzo trudnej sytuacji.

W 2012 roku i w pierwszych miesiącach 2013 roku wiele australijskich kopalń zwiększało wydobycie, aby poprawić produktywność (zmniejszyć koszty jednostkowe). Jednak w obliczu wydłużonego okresu spadku cen firmy górnicze zmuszone zostały do podjęcia decyzji o zmniejszeniu produkcji (poprzez jej redukcję lub wstrzymanie w jednostkach najmniej efektywnych). Decyzje takie ogłosiła m.in. spółka Yancoal (notowana na australijskiej giełdzie, lecz należąca do chińskiej państwowej spółki górniczej Yanzou Coal), czy New Hope. Również koncern Glencore-Xstrata podjął decyzję o wstrzymaniu na czas nieokreślony wdrożenia projektu wydobycia w australijskim zagłębiu Surat (o zdolności produkcyjnej 30 mln ton/rok). Ta decyzja stawia także pod znakiem zapytania plany rozwoju wydobycia w zagłębiu Galilee.

Przy panujących niskich cenach w handlu międzynarodowym najprawdopodobniej wielu innych producentów będzie zmuszonych do zamknięcia kopalń, których koszty nie wytrzymują obecnej konkurencji. Te redukcje wydobycia powinny stopniowo zmniejszyć nadpodaż i zahamować spadek cen. Niestety, część producentów wstrzymuje się z takimi decyzjami sądząc, że rywale będą zmuszeni zrobić to wcześniej.

W skali globalnej w ciągu ostatniej dekady wzrost zapotrzebowania na węgiel w Chinach był główną siłą napędową dla większości nowych inwestycji w sektorze górnictwa węgla kamiennego. Wiele prognoz wciąż przewiduje, że zapotrzebowanie na węgiel w tym kraju będzie nadal istotnie rosnąć. Tymczasem rząd chiński wydał ostatnio (wrzesień 2013 r.) moratorium na budowę nowych elektrowni węglowych w pobliżu wielkich miast. Zakaz budowy nowych elektrowni opalanych węglem jest częścią działań rządu nakierowanych na ograniczenie zanieczyszczenia powietrza w Chinach – szczególnie w dużych aglomeracjach, jak Pekin, Szanghaj, czy miasta leżące w delcie rzeki Jangcy (wschodnie Chiny). Jednym z tych działań jest obniżenie udziału węgla w strukturze surowców do wytwarzania energii

(obecnie ok. 82%). W polityce państwa na najbliższe 10 lat preferowanym surowcem w sektorze energetyki będzie gaz ziemny.

Informacje o wręcz katastrofalnym zanieczyszczeniu powietrza w wielkich chińskich aglomeracjach pojawiały się już od jakiegoś czasu. W najbliższej przyszłości, w gęsto zaludnionym i uprzemysłowionym regionie Pekin-Tianjin-Hebei, elektrownie węglowe będą zastępowane gazowymi. To z pewnością będzie wpływać na chiński rynek węgla w horyzoncie długoterminowym.

Handlowcy chińscy z obawą przyjęli deklaracje rządu. Plany redukcji zużycia węgla będą hamować popyt krajowy i ograniczać szanse na odbudowę rynku krajowego w następnych kilku latach. Chińskich handlowców niepokoi również spadek hurtowych cen energii elektrycznej, gdyż – podobnie jak w Polsce – jest to argument wytwórców energii na obniżkę cen węgla.

Skutki zmian w chińskiej energetyce będą odczuwane nie tylko w Chinach, lecz będą mieć poważne konsekwencje dla reszty świata: począwszy od cen węgla i gazu, po koszty i wielkość rynku technologii odnawialnych źródeł energii.

Spotyka się opinie, że już niebawem Chiny mogą stać się samowystarczalne, jeżeli chodzi o węgiel energetyczny. Taki scenariusz opisuje np. Bernstein Research (w: Asian Coal&Power...). W wyniku synergii kilku czynników, takich jak: spowolnienie tempa wzrostu zapotrzebowania na energię w Chinach, wzrost produkcji energii w elektrowniach wodnych, jądrowych i OZE oraz większa produkcja krajowego węgla i poprawa zdolności przewozowych transportu kolejowego – już w 2015 roku może wystąpić zerowy import netto węgla do Chin, a od 2016 roku – spadek chińskiego popytu na węgiel.

Jeśli chiński popyt na węgiel zacznie spadać, zniknie powód rozwijania produkcji węgla energetycznego na eksport w wielu regionach. W gospodarkach wysoko rozwiniętych popyt na węgiel będzie słaby, gdyż węgiel w energetyce jest zastępowany gazem, istotny wpływ mają także względy ochrony środowiska oraz zmniejszenie aktywności przemysłu. Dla eksporterów pozostanie wówczas w zasadzie tylko jeden duży rynek o perspektywicznym wzroście, czyli Indie.

Popyt na węgiel do produkcji energii będzie ulegał stopniowej erozji ze względu na trzy globalne trendy (Coal's crippling..., Lorenz 2013):

- przepisy dotyczące ochrony środowiska, które zniechęcają do inwestycji w elektrownie opalane węglem – przede wszystkim w krajach OECD, lecz także w krajach rozwijających się, aczkolwiek w mniejszym stopniu,
- silną konkurencję ze strony gazu i energii odnawialnej, częściowo napędzaną przez amerykańską „rewolucję łupkową” (oraz gotowość innych krajów do podjęcia eksploatacji złóż niekonwencjonalnych), a także – rosnącą dojrzałość komercyjną technologii wiatrowych i słonecznych (głównie w Chinach, Europie i USA),
- poprawę efektywności energetycznej w skali makro (mniejsze zużycie energii elektrycznej na jednostkę PKB) oraz w sektorze energetycznym (niższe zużycie węgla na wytworzenie jednostki energii elektrycznej).

W związku z tym zapotrzebowanie na węgiel energetyczny, importowany z rynków międzynarodowych, może rosnąć jeszcze tylko przez kilka lat, osiągając szczyt w okolicach

roku 2020. Gdyby tak się stało, to opłacalność wielu nowych projektów rozwoju produkcji w krajach eksporterów będzie zagrożona. Już dziś, ze względu na niskie rynkowe ceny węgla, część projektów została wstrzymana.

Ostatnie dwa lata nie były najlepsze dla producentów węgla koksowego. W wyniku recesji gospodarczej na świecie nastąpiło zmniejszenie tempa zużycia i produkcji wyrobów stalowych co znalazło odbicie na rynkach surowców hutniczych.

Po okresie pokryzysowego ożywienia, zapoczątkowanego w drugiej połowie 2009 roku i przebiegającego w zróżnicowanym tempie w poszczególnych regionach i krajach świata, w drugim półroczu 2011 ujawnił się ponownie kryzys w obszarze finansów publicznych i systemu bankowego wielu państw rozwiniętych, stwarzając zagrożenie dla stabilności strefy euro i całej Unii Europejskiej. Skutkowało to spowolnieniem wzrostu gospodarczego, które objęło nie tylko kraje rozwinięte, ale również rynki wschodzące.

Spadki dotyczące popytu, sprzedaży oraz cen stali, wymusiły na światowych koncernach hutniczych działania w kierunku ograniczenia produkcji i podaży wyrobów stalowych w celu pozbycia się nadmiernych zapasów. W efekcie w 2012 r. światowa produkcja stali wzrosła rok do roku tylko o 1,2% (osiągając 1,547 mld ton), a średni współczynnik wykorzystania zdolności produkcyjnych spadł do 78,8%. Wzrost w skali globalnej wynikał głównie z wyższej produkcji w Azji (2,6%, w tym Chiny 3,1%) i w Ameryce Północnej (2,5%), natomiast pozostałe regiony zanotowały spadki. Podobnie w ciągu siedmiu miesięcy 2013 r. światowa produkcja stali surowej wzrosła (o 2%) tylko za sprawą krajów azjatyckich – wzrost o ponad 5% (www.worldsteel.org). Jednak w porównaniu do lat poprzednich zarysowało się wyraźne spowolnienie tempa wzrostu zarówno produkcji jak i zużycia wyrobów stalowych w tym regionie. Chiński sektor stalowy wszedł w okres wolniejszego wzrostu – procentowe dwucyfrowe wzrosty produkcji stali nie będą się powtarzać w przyszłości. W opinii MEPS (wiodącej firmy doradztwa w sektorze stali na świecie) w pozostałej części tej dekady będą w najlepszym wypadku średnio na poziomie 5% rocznie (www.meps.co.uk).

Dla rynków surowców hutniczych (rudę żelaza, koksu, węgla koksowego) sytuacja sektora stalowego w Chinach, które odpowiadają za połowę światowej produkcji stali surowej, jest ważnym wskaźnikiem dla prognozowania przyszłej koniunktury, zwłaszcza że kraj ten jest największym światowym importerem rudy żelaza, a obecnie również pretenduje do pozycji lidera w imporcie węgla metalurgicznego.

Duże nadzieje wiążą się również z rozwojem Indii, które wraz z Chinami klasyfikowane są jako rynki wzrostowe. Jednak spowolnienie indyjskiej gospodarki i słaby kurs waluty krajowej powodują, że popyt na węgiel może być słabszy (niż oczekiwano) przez kolejne 6–12 miesięcy (Metallurgical coal... 2013).

W okresie wzmoczonego popytu na węgiel koksowy i wysokich jego cen rynkowych koncerny górnicze uruchomiły liczne inwestycje w rozwój mocy wydobywczych, zarówno w istniejących kopalniach i zagłębiach jak i w nowych niezagospodarowanych złożach na świecie (Ozga-Blaschke, 2010). Wzrost podaży węgla był znacznie większy niż przewidywane tempo wzrostu popytu, co doprowadziło do destabilizacji rynku i znacznych spadków cen węgla metalurgicznego w handlu międzynarodowym.

W opinii znaczących firm branżowych oraz banków inwestycyjnych, popyt na węgiel koksowy w następnych pięciu latach będzie wzrastał wolniej – zgodnie z umiarkowanym wzrostem światowej produkcji stali surowej.

Mimo niezbyt optymistycznych doniesień rynkowych i trwającego aktualnie spowolnienia gospodarczego, w długoterminowych prognozach ceny węgla koksowego mogą być na wyższym poziomie niż obecnie. Rynek pozostanie we względnej równowadze, choć niektórzy analitycy uważają, że nadpodaż może utrzymać się do 2018 r. Jest mało prawdopodobne by tradycyjni importerzy w Japonii i Korei znacznie zwiększyli zapotrzebowanie, więc nadzieje producentów węgla wiążą się ze wzrostem chińskiego popytu i w mniejszym stopniu indyjskiego.

Załącznik – Słowniczek skrótów i pojęć

ARA – porty zachodnioeuropejskie: Amsterdam – Rotterdam – Antwerpia.

Benchmark – w międzynarodowym handlu węglem: „cena wzorcowa”; dla węgla kokowego odnosi się ona głównie do gatunku *hard premium*, a dla węgla energetycznego – najczęściej do węgla standardowego.

— węgiel standardowy – w międzynarodowym handlu węglem energetycznym przyjmuje się, że jest to węgiel o następujących (podstawowych) parametrach jakościowych: wartość opałowa w stanie roboczym – 6000 kcal/kg (około 25 MJ/kg) i zawartość siarki całkowitej nie wyższa niż 1%.

CIF – *cost, insurance and freight* (koszt, ubezpieczenie i fracht) – jedna z międzynarodowych formuł handlowych Incoterms; oznacza, że towar został dostarczony do wymienionego z nazwy portu przeznaczenia – np. CIF ARA. Jeśli w cenie towaru nie jest uwzględnione ubezpieczenie, formuła ma postać: CFR – *cost and freight* (koszt i fracht... oznaczony port przeznaczenia).

DWT – *Deadweight tonnage* – nośność statku; wyraża różnicę pomiędzy wyporem statku (mierzonym w określonych standardowych warunkach) a masą statku pustego; podawana w tonach. W transporcie morskim węgiel przewozi się statkami o nazwie masowce. 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)

EIA – *Energy Information Administration* – amerykańska rządowa Agencja Informacji Energetycznej, zajmująca się gromadzeniem, analizowaniem i rozpowszechnianiem niezależnych i bezstronnych informacji z dziedziny energii. Publikuje szeroki zestaw danych, obejmujących produkcję i zużycie energii (od surowców po produkty finalne), import, eksport i ceny. Opracowuje analizy i raporty pomocne w kształtowaniu polityki energetycznej i publicznym zrozumieniu znaczenia energii i jej interakcji z gospodarką i środowiskiem (www.eia.gov).

FOB – *free on board* – jedna z międzynarodowych formuł handlowych Incoterms; oznacza, że towar został dostarczony i załadowany na statek w wymienionym z nazwy porcie załadunku – np. FOB RB (wyraża cenę węgla załadowanego na statek w porcie Richards Bay w RPA), czy FOB NEWC (cena węgla załadowanego na statek w australijskim porcie Newcastle).

FY – *fiscal* (lub: *financial*) *year* – rok podatkowy (lub finansowy); w części krajów regionu Azji i Oceanii (np. w Australii, czy Indiach) rok finansowy trwa od lipca do czerwca roku następnego; w Japonii natomiast – od kwietnia do marca następnego roku (JFY – *Japan fiscal year* – japoński rok podatkowy).

IEA – *International Energy Agency* – Międzynarodowa Agencja Energii; skupia obecnie 28 państw członkowskich (w tym Polska – od 2008 r.). Aby być członkiem IEA, państwo musi być krajem członkowskim OECD, jednak przynależność do OECD nie daje automatycznie członkostwa w IEA (aby stać się państwem członkowskim IEA, kraje muszą spełniać określone wymagania) (www.iea.org).

Incoterms – *International Commercial Terms* – formuły handlu międzynarodowego, opracowywane i publikowane przez Międzynarodową Izbę Handlową (*International Chamber of Commerce*, ICC). Formuły te precyzują podział odpowiedzialności, ryzyka i kosztów pomiędzy sprzedającym i kupującym. Są też określane jako: warunki dostawy, baza ceny, baza dostawy, reguły handlowe, terminy handlowe. Wersja Incoterms®2010 zawiera jedenaście podstawowych formuł zgrupowanych w dwóch kategoriach (podział opiera się na rodzaju transportu, wykorzystywanego do przemieszczania towarów od sprzedającego do kupującego). Pierwsza kategoria zawiera cztery formuły odnoszące się do transportu wodnego (morskiego i śródlądowego) – w tym: FOB, CIF i CFR, a druga – siedem formuł, które mogą być stosowane przy każdym rodzaju transportu (również w transporcie kombinowanym).

Indeksy (wskaźniki) cen węgla – przedstawiają handlową wartość węgla sprzedawanego/kupowanego na rynku *spot*, wyrażoną przez jednostkową cenę węgla o zdefiniowanej jakości i o sprecyzowanych warunkach dostawy; wyznaczane przez kilka wyspecjalizowanych firm według ściśle sprecyzowanej (własnej) metodologii. Główni dostawcy indeksów węglowych to: IHS McCloskey, Argus Media Group, Platts i globalCOAL. Początkowo indeksy wyznaczano tylko dla węgla energetycznego, ostatnio także dla węgla koksowego. Indeksy przypisane są konkretnym rynkom – głównym węzłom handlu węglem na świecie, np. porty ARA, Kalimantan (indonezyjska część wyspy Borneo), południowe Chiny (*South China*), wschodnie wybrzeże USA (*US East Coast*). Dla rynków eksporterów ceny (indeksy) podawane są na warunkach FOB, a dla importerów – na warunkach CIF lub CFR.

OECD – *Organization for Economic Co-operation and Development* – Organizacja Współpracy Gospodarczej i Rozwoju; do OECD należą obecnie 34 państwa, w tym 28 krajów członkowskich IEA (Polska – od 1996 r.) (www.oecd.org).

Rynek *spot* – rynek transakcji natychmiastowych, gdzie rozliczenie transakcji odbywa się w terminie do dwóch dni roboczych. W międzynarodowym handlu węglem (gdzie większość dostaw odbywa się drogą morską) przyjmuje się najczęściej 90-dniowy termin realizacji dostawy (na tyle szacuje się czas potrzebny na dokonanie niezbędnych czynności

od zawarcia transakcji do dostarczenia towaru do kupującego). Przy mniej odległych rynkach ten czas może być krótszy (dla niektórych indeksów cen węgla przyjmuje się 15, 20, 45 lub 60 dni).

WEC – *World Energy Council* – Światowa Rada Energetyczna – międzynarodowa organizacja (akredytowana jednostka ONZ) skupiająca ponad 3000 organizacji członkowskich z 90 krajów. Jej celem jest wspieranie rozwoju i pokojowego wykorzystania zasobów energetycznych z pożytkiem dla krajów członkowskich i w skali globalnej. Opracowuje szereg raportów, w tym m.in. raport o światowych zasobach energetycznych *World Energy Resources* (www.worldenergy.org).

VDKI – *Verein der Kohlenimporteure* – niemieckie stowarzyszenie importerów węgla z siedzibą w Hamburgu; reprezentuje interesy handlowe i polityczne swych członków, wśród których są elektrownie i przemysłowi odbiorcy węgla, firmy zajmujące się handlem i transportem węgla; organizacja liczy obecnie 76 członków. W corocznych raportach VDKI opisuje i analizuje sytuację na międzynarodowych rynkach węgla kamiennego, jak również przedstawia perspektywy dla przyszłej podaży i popytu (www.verein-kohlenimporteure.de).

Pojęcia odnoszące się do węgla:

Ze względu na bardzo złożoną budowę węgla jako surowca mineralnego, do dziś nie dopracowano się jednej ogólnej, powszechnie akceptowanej w świecie klasyfikacji.

W podziale ze względu na stopień metamorfizmu materii organicznej, z której powstał węgiel, wyróżnia się cztery rodzaje (kategorie) węgla:

- antracyt (ang. *anthracite*),
- węgiel bitumiczny (ang. *bituminous coal*),
- węgiel sub-bitumiczny (ang. *sub-bituminous coal*),
- lignit lub węgiel brunatny (ang. *lignite/brown coal*).

Miarą metamorfizmu jest tzw. stopień uwęglenia (zawartość pierwiastka C) – najwyższy dla antracytu, najniższy dla lignitu. Węgłe o wysokiej zawartości pierwiastka C mają wysoką wartość energetyczną oraz niskie zawartości wodoru i tlenu. Często określane są jako *high-rank coals*. Z kolei węgle o niższej zawartości pierwiastka C, a w konsekwencji o niższej wartości energetycznej (tzw. *low-rank coals*) zawierają więcej wodoru i tlenu.

W statystykach podawanych np. przez Międzynarodową Agencję Energii (IEA) węgiel kamienny stanowi sumę antracytu i węgla bitumicznego.

Węgiel koksowy (ang. *coking coal*) jest definiowany jako węgiel kamienny o takiej jakości, która umożliwia produkcję koksu odpowiedniego dla wielkich pieców, natomiast pozostały węgiel kamienny, który nie jest węglem koksowym, jest traktowany jako węgiel energetyczny (ang. *steam coal, steaming coal* albo *thermal coal*, niekiedy *power coal*).

W niektórych krajach (Australia, Belgia, Chile, Finlandia, Francja, Islandia, Japonia, Korea, Meksyk, Nowa Zelandia, Portugalia i USA) do węgla energetycznego zalicza się także węgiel sub-bitumiczny. We wszystkich pozostałych krajach węgiel energetyczny w statystykach stanowi sumę antracytu i „pozostałych węgli bitumicznych” (*other bituminous coal*) (IEA – Coal Information).

Węgiel brunatny – w statystykach IEA obejmuje lignit i węgiel sub-bitumiczny, przy czym lignit jest definiowany jako węgiel nie mający zdolności spiekania i o cieple spalania (GCV – *gross calorific value*) mniejszym niż 4165 kcal/kg (ok. 17,4 MJ/kg), natomiast węgiel sub-bitumiczny jest definiowany jako węgiel nie mający zdolności spiekania, o cieple spalania między 4165 a 5700 kcal/kg (ok. 23,9 MJ/kg).

W Międzynarodowej Klasyfikacji Węgla opracowanej przez Europejską Komisję Gospodarczą Narodów Zjednoczonych (UN-ECE) wyróżnia się dwie podstawowe szeroko rozumiane kategorie węgla: węgiel kamienny (ang. *hard coal*) oraz węgiel brunatny (ang. *brown coal*). Podstawą podziału jest ciepło spalania oraz parametry dodatkowe: współczynnik odbicia światła witrynu i zawartość substancji lotnych.

W klasyfikacji węgla kamiennego w Polsce wyróżnia się podział na:

- typy węgla – do celów energetycznych i do koksowania (według normy PN-82/G-97002: Węgiel kamienny. Typy),
- sortymenty – w zależności od wymiarów ziarn węgla (według PN-82/G-97001: Węgiel kamienny. Sortymenty),
- klasy – w zależności od parametrów jakościowych (węgiel kamienny do celów energetycznych według PN-82/G-97003; klasy węgla do koksowania według PN-82/G-97004).

Rozgraniczenie pomiędzy poszczególnymi rodzajami węgla różni się w systemach klasyfikacji poszczególnych krajów. Klasyfikacje bazują zazwyczaj na kilku wybranych parametrach jakościowych czy cechach węgla, takich jak: kaloryczność (ang. *calorific value*), zawartość substancji lotnych (ang. *volatile matter content*), zawartość tzw. węgla stałego (ang. *fixed carbon content*, FC), zdolność do spiekania i koksowania (ang. *caking and coking properties*) lub też na kombinacjach dwóch lub więcej wymienionych kryteriów.

Wartości parametrów – w zależności od przyjętych systemów klasyfikacji i stosowanych metod analitycznych – odnoszą się do pewnych umownych „stanów” paliwa (np. Lorenz 2010).

Stan roboczy to stan paliwa z taką zawartością wilgoci i popiołu, jaką ma paliwo wydobyte, załadowane (na środek transportu) lub użytkowane (np. dostarczone do paleniska). Stan ten w Polsce oznacza się indeksem górnym „r” przy symbolu danego parametru; w literaturze anglojęzycznej – oznaczenie AR – *As Received*.

Stan analityczny określa paliwo pozbawione wilgoci zewnętrznej, z taką zawartością wilgoci i popiołu, jaką ma próbka analityczna doprowadzona do stanu równowagi z otaczającą atmosferą. Stan ten oznacza się indeksem górnym „a” przy symbolu danego parametru; w literaturze anglojęzycznej odpowiednikiem tego stanu jest *air-dried* – oznaczenie AD – tzw. stan powietrzno-suchy (niekiedy: ADB – *air-dried basis*).

Stan suchy oznacza paliwo pozbawione wilgoci całkowitej. Oznaczenie – indeks górny „d” („*dry*”).

Stan wilgotny i bezpopiołowy – jest to umowny stan paliwa nie zawierającego popiołu, a zawierającego tzw. wilgoć przemijającą (powierzchniową). Stan ten oznacza się indeksem

górnym „af” (*ash free*) przy symbolu danego parametru; w literaturze anglojęzycznej często spotyka się oznaczenie „maf” – *moist, ash free* (w USA: mmmf – *moist, mineral matter free*).

Stan suchy i bezpopiołowy oznacza umowny stan paliwa nie zawierającego wilgoci całkowitej i popiołu. Stan ten oznacza się indeksem górnym „daf” („*dry ash free*”) przy symbolu danego parametru (w USA: dmmf – *dry, mineral matter free*).

W handlu międzynarodowym ceny węgla energetycznego powiązane są z jego wartością opałową (NCV – *Net Calorific Value*) lub ciepłem spalania (GCV – *Gross Calorific Value*). Parametry te najczęściej podawane są w stanie roboczym (wtedy stosuje się odpowiednio oznaczenia: NAR lub GAR), niekiedy zaś w odniesieniu do stanu powietrzno-suchego (tylko dla ciepła spalania – oznaczenie GAD). Stosuje się następujące przeliczniki, uwzględniające stan paliwa:

$$\text{GAR}/1,04 = \text{NAR} \qquad \text{GAD}/1,09 = \text{NAR} \qquad \text{GAR}/1,05 = \text{GAD}$$

Wartość opałową (ciepło spalania) wyraża się w jednostkach energii na jednostkę masy. W krajach stosujących system SI (w tym w Polsce) jednostką podstawową jest kJ/kg (lub MJ/kg). W krajach anglosaskich używa się jednostki Btu/lb (*British thermal unit/pound*). W wielu krajach oraz w handlu międzynarodowym tradycyjnie stosuje się również jednostkę techniczną kcal/kg. Zależności pomiędzy nimi ujmuje poniższe zestawienie:

$$\begin{array}{lll} 1 \text{ kJ/kg} & = 0,2389 \text{ kcal/kg} & = 0,4299 \text{ Btu/lb} \\ 1 \text{ kcal/kg} & = 4,1868 \text{ kJ/kg} & = 1,80 \text{ Btu/lb} \\ 1 \text{ Btu/lb} & = 2,3256 \text{ kJ/kg} & = 0,5556 \text{ kcal/kg} \end{array}$$

Źródło: Fakty – Węgiel – energetyka w Polsce

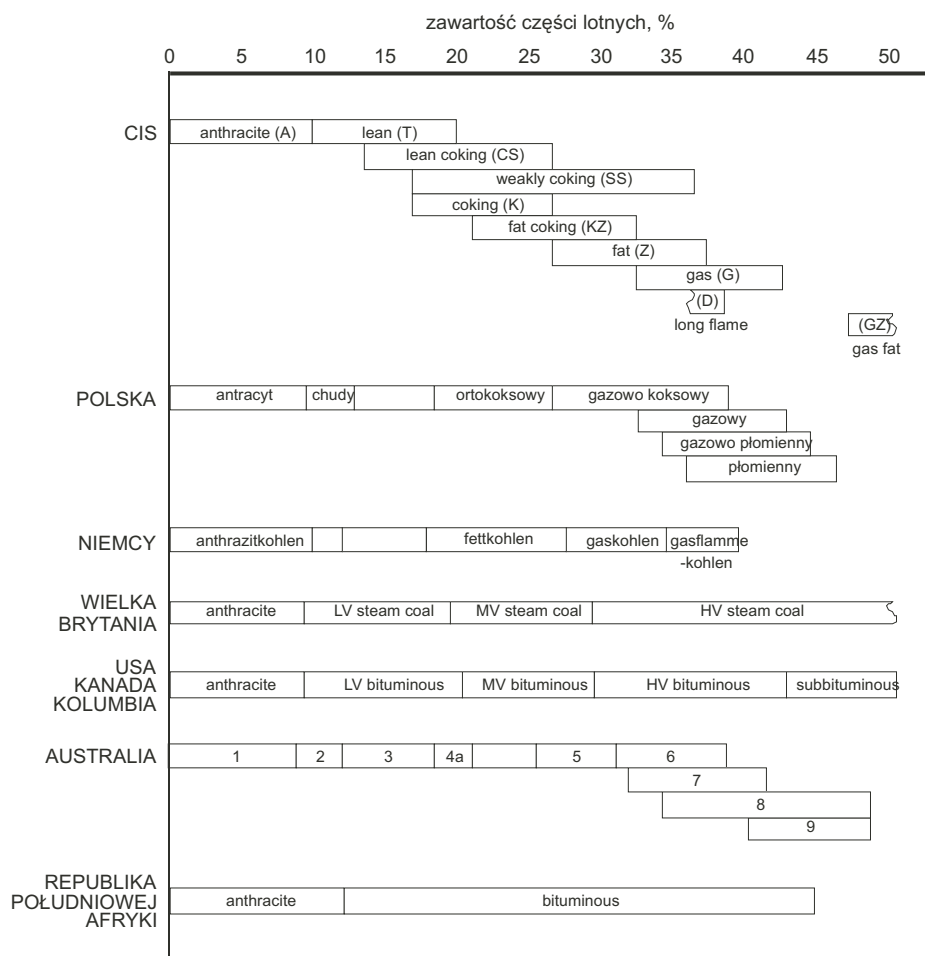
Rysunek Z.1 przedstawia porównanie klasyfikacji węgla kamiennych, bazujących na zawartości części lotnych, stosowanych w różnych krajach.

W tabeli Z.1 przedstawiono klasyfikację amerykańską (wg ASTM i USGS). Bazuje ona na parametrze FC (*fixed carbon*) – nie stosowanym w polskiej klasyfikacji – zawartości części lotnych V (oba parametry w stanie suchym bez substancji mineralnej – dmmf) oraz ciepła spalania (w stanie wilgotnym, bez substancji mineralnej – mmmf).

FC (*fixed carbon*) oznacza zawartość tzw. „węgla stałego” – jest to zawartość pierwiastka C po odparowaniu części lotnych. Poziom tego parametru jest nieco niższy od zawartości pierwiastka C, określanej w analizie elementarnej (pierwiastkowej), ponieważ część związków węgla została usunięta jako substancje lotne ($\text{FC}^{\text{dmmf}} = 100 - \text{V}^{\text{dmmf}}$).

W odniesieniu do węgla koksowego spotyka się następujące określenia:

- węgiel metalurgiczny (*metallurgical coal*) – węgiel, którego głównym użytkownikiem jest przemysł hutniczy; do kategorii tej zaliczane są węgle koksowe typu *hard* i *semi-soft* oraz węgle stosowane w technologii PCI (*Pulverized Coal Injection*),
- węgle koksowe typu *hard* (*premium hard*, *hard* i *semi-hard*) – o bardzo dobrych właściwościach koksotwórczych, stosowane do produkcji wysoko gatunkowego koksu metalurgicznego; węgle *premium hard* charakteryzują się niską zawartością części



Rys. Z.1. Porównanie systemów klasyfikacji jakościowej węgla w oparciu o zawartość części lotnych w wybranych krajach
Źródło: Walker 2000

Fig. Z.1. Comparison of national classification systems for rank based on volatile matter

lotnych, najlepszymi właściwościami koksotwórczymi i wysokim wskaźnikiem CSR (*Coke Strength after Reaction*), który określa wytrzymałość poreakcyjną koksu otrzymanego z tego węgla; węgiel *semi-hard* cechuje niższą wartość wskaźnika CSR, jak też słabsza spiekalność w porównaniu z węglem *hard*,

- węgle koksowe *semi-soft* – nie nadają się samodzielnie do produkcji koksu metalurgicznego, charakteryzują się słabszymi właściwościami koksotwórczymi, stosowane są jako dodatek do mieszanek koksowniczych,
- węgle *PCI* stosowane w hutnictwie w technologii wdmuchu pyłu węglowego do wielkiego pieca – charakteryzujące się odpowiednio niską zawartością popiołu i wil-

Tabela Z.1

Klasyfikacja węgla według ASTM/USGS

Table Z.1

Classification of Coals by Rank

Klasa/grupa	Zaw. węgla stałego FC ^{dmmf} [%]		Zaw. części lotnych V ^{dmmf} [%]		Ciepło spalania GCV ^{mmmf} [MJ/kg]	
	≥	<	>	≤	≥	<
I. Antracyty						
Meta – antracyt	98		2			
Antracyt	92	98	2	8		
Semi-antracyt	86	92	8	14		
II. Bitumiczne						
LV (Low Volatile)	78	86	14	22		
MV (Medium Volatile)	69	78	22	31		
HV A (High Volatile)		69	31		32,6	
HV B (High Volatile)					30,2	32,6
HV C (High Volatile)					26,7	30,2
III. Sub-bitumiczne						
Grupa A					24,4	26,7
Grupa B					22,1	24,4
Grupa C					19,3	22,1
Lignity						
Grupa A					14,7	19,3
Grupa B						14,7

Źródło: opracowanie własne na podstawie (<http://pubs.usgs.gov/circ/c891/table1.htm>)

goci wewnętrznej, niską zawartością zanieczyszczeń (siarki, fosforu, chloru, alkaliów) oraz dobrą zdolnością przemiałową; do grupy tej zaliczane są zarówno węgle o dużej zawartości części lotnych HV (węgle energetyczne), jak i o bardzo wysokim stopniu uwęglenia (LV, ultra LV, semi-antracyty).

Literatura

- Alekseev K., 2013 – The current situation and prospects of coal preparation in Russia. Proceeding XVII International Coal Preparation Congress, 1–6 October 2013, Istanbul, Turkey.
- Artemiev I., Haney M., 2002 – The privatization of the Russian Coal Industry. Policies and processes in the transformation of a major industry s.28 (<http://pdf-ebooks.org/>).
- Azahari H.L., 2012 – New and renewable energy policies. Presented at Conference and Exhibition EBTKE 2012, Jakarta, July 18th 2012 (<http://energy-indonesia.com/03dgc/03.pdf>; dostęp: 15.11.2013).
- Bell Bob, 2012 – Canada's Coal Reserves and Resources. Coal Association of Canada 2012 National Conference, Vancouver, June 5, 2012.
- Blaschke W., Gawlik L., Lorenz U., 2004 – Perspektywy górnictwa węgla kamiennego po przystąpieniu Polski do Unii Europejskiej w świetle realizowanych programów restrukturyzacyjnych. XIV Konferencja z cyklu: „Aktualia i perspektywy gospodarki surowcami mineralnymi”, Zakopane wrzesień, Sympozja i Konferencje nr 63, Wyd. IGSMiE PAN, Kraków, s. 15–27.
- Blaschke W., Lorenz U., 2004 – Restructuring of Polish Hard Coal Industry in the Last Decade and Perspectives for the Next Decade. Book of Plenary Papers “European Conference on Raw Building Materials and Coal: New Perspectives”. Wyd. IP Svjetlost, d.d., Sarajevo, s. 121–131 (<http://www.min-pan.krakow.pl>).
- Daiwa 2012 – China Thermal coal Sector, Daiwa Capital Markets, 19 November 2012, s. 70, (dostęp w dniu: 09-07-2013) (http://asiaresearch.daiwacm.com/eg/cgi-bin/files/China_Thermal_Coal_Sector_121119.pdf).
- Das A.C.R., 2012 – Argumenting use of non-coking coal in steel industry. 4th Coal Summit, November, New Delhi, India.
- Eberhard A., 2009 – The Future of South African Coal: Market, Investment, and Policy Challenges. Freeman Spogli Institute for International Studies, Stanford, s. 48.
- Gambrel D., 2012 – The Coal Terminals of India. (www.coalage.com/index.php/departments/transportation-tips/1911-the-coal-terminals-of-india.html; Published: 30 April 2012).
- Grudziński Z., 2011 – Analiza cen węgla energetycznego na rynkach międzynarodowych z wykorzystaniem elementów analizy technicznej. Przegląd Górniczy Nr 1-2, Wyd. ZG SITG Katowice, s. 51–57.
- Grudziński Z., 2012 – Metody oceny konkurencyjności krajowego węgla kamiennego do produkcji energii elektrycznej. Studia Rozprawy Monografie Nr 180, Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, s. 271.

- Grudziński Z., 2013 – Gospodarka węglem kamiennym energetycznym na międzynarodowych rynkach Atlantyku i Pacyfiku. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi* t. 29, z. 2. Wyd. IGSMiE PAN, s. 5–23.
- Grudziński Z., Szurlej A., 2011 – Węgiel, ropa, gaz ziemny – analiza cen w latach 2006–2011. *Przegląd Górniczy* Nr 7–8, s. 306–313. Wyd. ZG SITG, Katowice.
- Jianjun Tu K., 2011 – Industrial Organization of The Chinese Coal Industry. Program on Energy and Sustainable Development. Freeman Spogli Institute for International Studies. Working Paper #103, July 2011, s. 103, (dostęp w dniu: 09-07-2013) (http://carnegieendowment.org/files/China_Coal_Value_Chain_Kevin_Tu3.pdf)
- Kożuchowski I. S., 2013b – Problemy i perspektywy rynku energetycznego uгля w Rosji. 8-ty jeźdźdnyj sammit Ugol Rosji i SNG. 14-16 maja 2013. Moskwa (http://www.e-apbe.ru/library/presentations/2013_05_15_CIS2013.pdf).
- Kożuchowski I. S., 2013a – Perspektywy rozwoju ugołnoy energetiki Rosji. *Istocznik: Energetik* Nr 1 (http://www.e-apbe.ru/media_about_us/detail.php?ID=205718; dostępne w dniu 29.05.2013).
- Lalinde J.A.H., 2013 – Colombian energy participation. Chapter: coal. University of Applied Sciences, Aachen (<http://www.daldrup.org/University/International%20Management/Colombian%20Energy%20Participation.pdf>; dostęp: 18.11.2013).
- Lorenz U., 2009a – Wzrosty i spadki cen węgla energetycznego na świecie w 2008 roku. *Przegląd Górniczy* Nr 3–4 (1036-37), Wyd. ZG SITG, Katowice, s. 1–8.
- Lorenz U., 2009b – Rynki węgla energetycznego w dobie kryzysu. *Polityka Energetyczna* t. 12, z. 2/2. Wyd. IGSMiE PAN, Kraków, s. 343–354.
- Lorenz U., 2010 – Gospodarka węglem kamiennym energetycznym. Wyd. GSMiE PAN, Kraków, s. 96.
- Lorenz U., 2011 – Ewolucja podejścia do cen węgla energetycznego w Polsce w latach 1989–2010. *Przegląd Górniczy* Nr 7–8, s. 314–321, Wyd. ZG SITG, Katowice.
- Lorenz U., 2013 – Węgiel energetyczny na świecie – sytuacja w 2012 r. i perspektywy. *Polityka Energetyczna* t. 16, z. 4, Wyd. IGSMiE PAN, Kraków, s. 107–123.
- Lorenz U., Grudziński Z., 2007 – Perspektywy dla międzynarodowych rynków węgla energetycznego. *Polityka Energetyczna* t. 10, z. spec. 2, Wyd. IGSMiE PAN, Kraków, s. 497–514.
- Lorenz U., Grudziński Z., 2009 – Międzynarodowe rynki węgla kamiennego energetycznego. *Studia Rozprawy Monografie* Nr 156, Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, s. 103.
- Lorenz U., Ozga-Blaschke U., Stala-Szlugaj K., Grudziński Z., Olkusiński T., 2012 – Wpływ katastrofy w Fukushima na światowy popyt na węgiel energetyczny. *Zeszyty Naukowe* Nr 82, Wyd. IGSMiE PAN, Kraków, s. 57–70.
- Lubis S., 2013 – Indonesian mining policy update. Presented at 30th International Trade Fair for Construction Machinery, Building Material Machines, Mining Machines, Construction Vehicles and Construction Equipment. Munich, April 17th, 2013 (http://indonesien.ahk.de/fileadmin/ahk_indonesien/Bilder/Trade_Fairs/bauma_2013_Indonesia_Day_ppts/1410_Ministry_of_Energy_Min_Res.pdf; dostęp: 15.11.2013).
- Lucarelli B., 2011 – Australia's black coal industry: past achievements and future challenges. WP#101. Wyd. Freeman Spogli Institute for International Studies, Stanford University, CA. s. 153.

- Macmillan S., Antonyuk A., Schwind H., 2013 – Gas to Coal Competition in the U.S. Power Sector. Wyd. OECD/IEA, s. 31.
- Mali T., 2013 – Energy in South Africa. Prezentacja: South African National Energy Development Institute. Energy Innovation for Life, March 6, 2013 (<http://www.ic.daad.de/johannesburg/document/2013/UKZN%20-%20Mali%20South%20African%20Renewable%20Energy%20Developments%20v1.pdf>; dostęp: 15.11.2013).
- Meister W.G., 2013 – North American coal production and implications for the Russian coal market. 8th Russian and CIS Coal Summit, 15–16 May 2013 Moscow.
- Monaghan A., 2007 – Stakhanov to the Rescue? Russian Coal and Troubled Emergence of a Russian Energy Strategy. Defence Academy of the United Kingdom. Advanced Research and Assessment Group. Russian Series 07/34, November 2007, (<http://www.da.mod.uk/colleges/arag/document-listings/russian/>).
- Mulyono J., 2009 – Indonesian coal industry outlook. Presented at Indonesian –Japan Coal Policy Dialogue and Coal Seminar Tokyo, March 26th-27th, 2009 (http://www.jcoal.or.jp/publication/seminar/pdf_for_hp_indonesia_s/indonesiaccoal_industry_outlook_english.pdf; dostęp: 15.11.2013).
- Nayamuddin H., 2012 – Future Outlook PLN's Coal Fired Plant. JCoal – Japan, 27 January 2012 (<http://energy-indonesia.com/003Coal/plnfuturelookout.pdf>).
- Nowak A., 2013 – Syriewyje riegiony: strategia dlja sljedujuuszczich pokolienij. Prezentacja na: XII Międzynarodnyj Forum, Soczi, wrzesień 2013. Ministerstwo Energietiki Rossijskoj Fiedieraczi (<http://minenergo.gov.ru/press/doklady/>).
- Olkuski T., 2012 – Analiza produkcji węgla kamiennego i jego wykorzystanie w wytwarzaniu energii elektrycznej. Wyd. IGSMiE PAN, Kraków, Studia Rozprawy Monografie nr 174, s.185.
- Ozga-Błaszke U., 2010 – Gospodarka węglem koksowym. Wyd. IGSMiE PAN, Kraków, s. 72.
- Ozga-Błaszke U., 2011 – Ewolucja cen węgla koksowego na rynku międzynarodowym. Przegląd Górniczy Nr 7–8, Wyd. ZG SITG, Katowice, s. 322–328.
- Ozga-Błaszke U., 2012 – Rozwój rynku węgla koksowych na tle sytuacji gospodarczej na świecie. Polityka Energetyczna t. 15, z. 4, Wyd. IGSMiE PAN, Kraków, ss. 255–267.
- Ozga-Błaszke U., 2013 – Ceny węgla koksowego na rynku międzynarodowym – sytuacja bieżąca i prognozy. Polityka Energetyczna t. 16, z. 4, Wyd. IGSMiE PAN, Kraków, ss. 139–149.
- Rees S., 2012 – Coal report. Resource World Magazine, October 2012. www.resourceworld.com
- Sachdev R.K., 2013 – Indian Coal Sector –an overview. Proceedings of the 17th International Coal Preparation Congress, 1–6 October 2013, Istanbul, Turkey.
- Salama A.I.A., 2013 – Canada Coal Status in 2010. Proceedings XVII International Coal Preparation Congress, 1–6 October 2013, Istanbul, Turkey.
- Stala-Szluga K., 2012 – Polish imports of steam coal from the East (CIS) in the years 1990–2011. Studia, Rozprawy, Monografie Nr 179, Wyd. IGSMiE PAN, Kraków, s. 91.
- Stala-Szluga K., 2013a – Nowe inwestycje w rosyjskim górnictwie węgla kamiennego. Wyd. IGSMiE PAN, Kraków, Gospodarka Surowcami Mineralnymi t. 29, z. 3, s. 131–150.
- Stala-Szluga K., 2013b – Import węgla do Polski – uwarunkowania logistyczne. Wyd. IGSMiE PAN, Polityka Energetyczna t. 16, z. 4, s. 125–139.

- Stala-Szlugaj K., Klim A., 2012 – Rosyjski i kazachski węgiel energetyczny na rynku polskim. *Polityka Energetyczna* t. 15, z. 4, Wyd. IGSMiE PAN, Kraków, s. 229–240.
- Szmatko S.I., 2010 – O miarach po kompleksnomu razwitiu uolnoj otrasli Rossijskoj Fiedieracji i jego zakonodatielnomu obiespieczeniju. Ministerstwo Energietyki Rossijskoj Fiedieracji, Prezentacja z grudnia 2010, Moskwa (<http://minenergo.gov.ru/press/doklady/5824.html>; dostęp: 13.04.2012).
- Tarazanov I., 2012 – Analytical Revue Russian Coal Industry. Wyd. Ministry of Energy of Russian Federation, *Ugol Magazine Special: Russian Coal Industry – Minexpo 2012*, s. 3–13.
- Tarazanov I., 2013 – Itogi raboty uolnoj promyszliennosti Rossii za 2012. Wyd. Ministerstwa Energietyki Rossijskoj Fiedieracji, *Magazin Ugol*, nr 3, s. 78–91.
- Walker S., 2000 – Major coalfields of the world, Wyd. IEA Coal Research, CCC/32, June 2000, 132 s.
- ARE – Emitor. Wyd. Agencja Rynku Energii SA, Warszawa, Wydania z lat 2005–2013.
- ARE – Informacja statystyczna o energii elektrycznej 2005, wydanie 2006.
- ARE – Informacja statystyczna o energii elektrycznej 2012, wydanie 2013.
- ARE – Statystyka Energietyki Polskiej. Agencja Rynku Energii SA, Warszawa, Wydania z lat 2005–2013.
- Argus Coal Daily International. Wyd. Argus Media Ltd.
- Asian Coal & Power: Less, Less, Less... The Beginning of the End of Coal. Raport Bernstein Research (omówienie w <http://www.jeremyleggett.net/2013/06/the-beginning-of-the-end-for-coal-bernstein-research/>; 01.07.2013).
- Bank Światowy (<http://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.KD.ZG>, dostęp: 15.11.2013).
- BHP Billiton Coal overview. Coal briefing, 29 May 2013 (www.bhpbilliton.com).
- Biuletyn URE 2/2012 (czerwiec 2012). Wyd. Urząd Regulacji Energietyki SA, Warszawa. S. 222.
- BP Statistical Review of World Energy, June 2013.
- BP Statistical review of world energy. Wydania z lat 2005 – 2013 (www.bp.com).
- BREE – Resources and Energy Quarterly. Australian mineral statistics (<http://bree.gov.au>).
- China coking coal. Standard Chartered. 30 April 2013 (<http://research.standardchartered.com>).
- China takes spot coal market forward. SBB Insight. Issue 177 (www.platts.com/SBB, 31 January 2013).
- Coal's crippling demand roadblock (<http://www.businessspectator.com.au/article/2013/7/31/energy-markets/coal-crippling-demand-roadblock>).
- Commodities' Forecast Update: The Return of "Fundamentals". Securites Research & Analytics Credit Suisse, 25 June 2013 (www.credit-suisse.com/researchandanalytics).
- Differ – The Indonesian electricity system – a brief overview. 6 February 2012. (http://www.differgroup.com/Portals/53/images/Indonesia_overall_FINAL.pdf; dostęp: 18.11.2013).
- Dołgosrocznaja programma razwitiu uolnoj promyszliennosti Rossiji na pieriod do 2030 goda. Rasporiażenje Prawitielstwa Rossijskoj Fiedieracji ot 24 janwarja 2012 g Nr 14-r (wraz z 8 załącznikami).
- EIA – Annual Coal Report 2011 (www.eia.gov).
- EIA – Annual Energy Outlook 2013 (www.eia.gov).

- EIA – Australia Analysis Brief (www.eia.gov/countries/analysisbriefs/Australia/australia.pdf;
Updated: June 21, 2013).
- EIA – China Analysis Brief (www.eia.gov/countries/analysisbriefs/China/China.pdf; Revised: April
22, 2013).
- EIA – Colombia Analysis Brief (www.eia.gov/countries/analysisbriefs/cabs/Colombia/pdf.pdf;
Updated: June, 2012).
- EIA – Electric Power Annual 2011 (www.eia.gov/electricity/annual/).
- EIA – India Analysis Brief (www.eia.gov/countries/analysisbriefs/India/india.pdf; Updated: March
18, 2013).
- EIA – Indonesia Analysis Brief (www.eia.gov/countries/analysisbriefs/Indonesia/indonesia.pdf;
Updated: January 9, 2013).
- EIA – International Energy Outlook 2013 (www.eia.gov/forecasts/ieo/).
- EIA – Russia Analysis Brief (www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=RS; Updated: November 26, 2013).
- EIA – South Africa Analysis Brief ([www.eia.gov/countries/analysisbriefs/South_africa/
south_africa.pdf](http://www.eia.gov/countries/analysisbriefs/South_africa/south_africa.pdf); Updated: January 17, 2013).
- EIA – South Africa. U.S. Energy Information Administration. Report: January 17, 2013
(http://www.eia.gov/countries/analysisbriefs/South_africa/south_africa.pdf;
dostęp: 30.10.2013).
- Energy in Australia 2012, BREE ([www.bree.gov.au/documents/publications/energy-in-
aust/energy-in-australia-2012.pdf](http://www.bree.gov.au/documents/publications/energy-in-aust/energy-in-australia-2012.pdf)).
- Eskom – Annual report 2011.
- Geoscience Australia (www.ga.gov.au).
- GUS – Rocznik Statystyczny, wydania z lat 2000–2012.
- GUS – Transport – wyniki działalności. Wyd. GUS, Warszawa, wydania z lat 2006–2013.
- GUS – Zużycie paliw i nośników energii. Warszawa 2005.
- GUS – Zużycie paliw i nośników energii. Warszawa 2012.
- IEA – Coal Information 2010 – with 2009 data. Wyd. IEA, Paryż 2010, 626 s.
- IEA – Coal Information 2013 – with 2012 data. Wyd. IEA, Paryż 2013, 626 s.
- IEA – Coal Medium-Term Market Report 2011. Market trends and projections to 2016. Wyd. IEA,
Paryż. 116 s.
- IEA – Coal Medium-Term Market Report 2012. Market trends and projections to 2017. Wyd. IEA,
Paryż. 143 s.
- IEA – KWES (Key world energy statistics). Wyd. IEA Paryż, 2007, 82 s.
- IEA – KWES (Key world energy statistics). Wyd. IEA Paryż, 2012, 82 s.
- IEA – KWES (Key world energy statistics). Wyd. IEA Paryż, 2013, 80 s.
- IEA – WEO – World Energy Outlook 2010. Wyd. IEA, Paryż 2010, 732 s.
- IMF – Commodity Price Forecast: Medium Term Commodity Price Baseline, July 2013
(<http://www.imf.org/external/np/res/commod/>).
- IMF – World Economic Outlook 2013 (www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2013/02/pdf/text.pdf).
- Indian Minerals Yearbook 2011. 50th Edition. Coal & Lignite. October 2012.
- International Monetary Found (www.imf.org).
- MG – Ministerstwo Gospodarki – Informacja o funkcjonowaniu górnictwa węgla kamiennego,
Warszawa, wydania z lat 2004–2013.

- Ministerstwo Energetyki Federacji Rosyjskiej (www.minenergo.gov.ru).
- Natural Resources Canada (www.nrcan.gc.ca/home).
- NMA (The National Mining Association) – Coal Statistics (www.nma.org/index.php/coal-statistics).
- PIG – Bilans zasobów złóż kopalni w Polsce. Wyd. Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, Warszawa 2013.
- PKP Cargo SA (www.pkp-cargo.pl).
- PKP PLK 2013 – Internetowa wersja oprogramowania KALKULACJA wersja 3 (<https://skrz.plk-sa.pl/kalkulacje/2013w3/>).
- Platts – CTI – Coal Trade International. (CTI). Wyd. Platts – the McGraw-Hill Companies.
- Platts – ICR – International Coal Report (ICR). Wyd. Platts – the McGraw-Hill Companies.
- RWE 2007 – World Market for Hard Coal. 2007 Edition. Wyd. RWE Power, s. 102.
- The Future of China's Power Sector: From centralised and coal powered to distributed and renewable? Raport Bloomberg New Energy Finance (<http://about.bnef.com/press-releases/chinas-power-sector-heads-towards-a-cleaner-future/>; 27.08.2013).
- U.S. Coal Exports: National and State Economic Contributions. Prepared for the National Mining Association. Ernst & Young, May 2013, s. 76.
- U.S. coal-fired generation expected up this year: Bernstein Research (omówienie w ICR z dnia 27.05.2013); <http://www.platts.com/latest-news/electric-power/Washington/US-coal-fired-generation-expected-up-this-year-21052044>.
- U.S. Energy Information Administration. Quarterly Coal Report, October-December 2012.
- VDKI – Jahresbericht 2005. Wyd. Verein der Kohlenimporteure, s. 84 (www.verein-kohlenimporteure.de).
- VDKI – Annual Report 2008. Facts and Trends 2007/2008. Wyd. Verein der Kohlenimporteure, s. 98 (www.verein-kohlenimporteure.de).
- VDKI – Annual Report 2009. Facts and Trends 2008/2009. Wyd. Verein der Kohlenimporteure, s. 108 (www.verein-kohlenimporteure.de).
- VDKI – Annual Report 2011. Facts and Trends 2010/2011. Wyd. Verein der Kohlenimporteure, s. 126 (www.verein-kohlenimporteure.de).
- VDKI – Annual Report 2013. Facts and Trends 2012/2013. Wyd. Verein der Kohlenimporteure, s. 138 (www.verein-kohlenimporteure.de).
- Walker S., 2000 – Major coalfields of the world. Wyd. IEA Coal Research, CCC/32, June 2000, s. 132.
- WEC – World Energy Council (<http://www.worldenergy.org/>).
- World Bank – Commodity Prices and Price Forecast. Update Released July 8, 2013 (www.worldbank.org).
- World Bank – World Bank Commodities Price Date (<http://econ.worldbank.org>).
- World bank accelerating coal development in Indonesia. Oilchange International. September 2013. (http://priceofoil.org/content/uploads/2013/09/OCI_World_Bank_Indonesia_Coal_09_2013.pdf; dostęp: 18-11-2013).
- World Coal March 2005 – Recent US events and the international coal market.
- World Energy Council (www.worldenergy.org).
- World Steel in Figures 2013 (www.worldsteel.org).
- Sachalinugol (www.mcsu.ru).
- Ugol Kuzbasa (www.uk24.ru).

www.angloamerican.co.za

www.angloamerican.com

www.cliffsnaturalresources.com

www.coal.nic.in/annrep – Government of India, Ministry of Coal, Annual Report

www.energy.gov.za

www.evraz.com

www.exaro.com

www.globaltransmission.info/archive.php?id=16762

www.jellinbah.com.au

www.mechel.com

www.nationalturk.com/en/india-to-set-up-two-more-major-ports-41268

www.nbp.pl

www.peabodyenergy.com

www.rbct.co.za

www.sibuglement.ru

www.x-rates.com

<http://riotinto.com/ourbusiness/rio-tinto-coal-australia>

Węgiel kamienny w kraju i na świecie w latach 2005–2012

Streszczenie

W okresie od 2005 roku światowa produkcja węgla kamiennego wzrosła o prawie 35%, osiągając w roku 2012 poziom prawie 7 mld ton. Szeroko pojęty światowy rynek węgla obejmuje dziesiątki krajów, które produkują, zużywają, eksportują lub importują ten surowiec. W niniejszej monografii dokonano więc wyboru dziesięciu najbardziej reprezentatywnych krajów, a kluczem do tego wyboru była ugruntowana pozycja danego kraju w gronie największych światowych producentów węgla kamiennego. Są to: Chiny, Stany Zjednoczone, Indie, Australia, Indonezja, Rosja, Republika Południowej Afryki (RPA) i Kolumbia. Do grupy tej zaliczono również Polskę, która mimo spadku produkcji wciąż jest liczącym się w świecie producentem, oraz Kanadę, która co prawda nie zalicza się do największych producentów węgla kamiennego na świecie, lecz należy do ważniejszych producentów węgla koksowego i jest trzecim w skali światowej jego eksporterem. Opisane w pracy kraje najważniejszych producentów węgla kamiennego odpowiadają obecnie za prawie 94% światowej produkcji tego surowca, w takiej samej proporcji kształtuje się ich udział w produkcji węgla energetycznego i w nieco mniejszej (93%) – w produkcji węgla koksowego. Z krajów tych pochodzi 90% światowego eksportu węgla koksowego i 91% eksportu węgla kamiennego energetycznego. Większość z wymienionych krajów należy równocześnie do grona największych użytkowników węgla, a niektóre (jak Chiny i Indie) zaliczają się do wiodących importerów węgla.

W opisach poszczególnych krajów podano zestaw ogólnych informacji gospodarczych, dane o zasobach węgla i położeniu złóż, informacje o infrastrukturze transportowej. Tam, gdzie miało to zastosowanie, przedstawiano osobno zagadnienia węgla energetycznego i koksowego, wraz z informacjami o roli danego kraju w światowym handlu węglem oraz o jego cenach. Opisano również rolę węgla w energetyce danego kraju.

Wydobycie węgla i jego użytkowanie oraz handel międzynarodowy przebiegają w szeroko pojętym otoczeniu gospodarczym. Istotny jest zatem szereg czynników, jak wskaźniki makroekonomiczne opisujące wzrost gospodarczy (w ujęciu globalnym i regionalnym), poziom zapotrzebowania na surowce i energię, konkurencja cenowa węgla na różnych rynkach, jak też konkurencyjność węgla wobec innych surowców, zagadnienia transportu (w tym morskiego) i jego kosztów, czy kursy walutowe, wpływające na opłacalność eksportu i importu surowców. Dlatego też ogólne informacje o tych czynnikach –

jako nakreślające pewne tło dla zagadnień, będących głównym tematem pracy – zawarto we wprowadzeniu.

Na końcu pracy zamieszczono słowniczek ważniejszych skrótów i pojęć, związanych z rynkiem węgla, oraz szeroki wykaz literatury źródłowej.

Hard coal in the world and in Poland in the years 2005–2012

Abstract

Since 2005, world production of hard coal increased by almost 35 percent reaching a level of almost 7 billion tons in 2012. In a broad sense, the global coal market includes dozens of countries that produce, consume, export or import coal. In this monograph, ten most representative countries have been selected, and the key to this selection was the established position of each country among the world's largest coal producers. They are: China, United States, India, Australia, Indonesia, Russia, South Africa and Colombia. This group also includes Poland, which – despite the recent decline in production – is still an important coal producer in the world, and Canada, which is admittedly not one of the largest hard coal producers in the world, but is one of the most important producers of coking coal, being its third global exporter. The described countries of the most important hard coal producers currently account for almost 94 percent of world's production, their participation in the production of steam coal is shaped in the same proportion, and slightly less (93%) – in the production of coking coal. 90 percent of global exports of coking coal and 91 percent of steam coal exports originate from these countries. At the same time most of these countries belong to the largest coal users, and some (such as China and India) are among the leading importers of coal.

The descriptions of individual countries contain a set of general economic information, data on coal resources and their geographic location, information on transport infrastructure. Where applicable, issues of steam coal and coking were presented separately, along with the information about the role of the country in the global coal trade, and coal prices. The role of coal in the country's energy sector was also described.

Mining of coal and its use, as well as international coal trade, take place in the wider economic environment. A number of factors, such as macroeconomic indicators describing the economic growth (in both, global and regional terms), demand for raw materials and energy, the price competition of coal in the various markets, as well as the competitiveness of coal to other energy carriers, transport issues (including maritime transportation) and its cost, or exchange rates, which affect the profitability of exports and imports of raw materials, is therefore essential. For that reason, general information about these factors – as outlining some background for the issues, which are the main subject of the work – as been included in the introduction.

The work includes also a glossary of important acronyms, terms and definitions related to the coal markets, as well as an extensive list of literature and internet sources.

STUDIA, **R**OZPRAWY, **M**ONOGRAFIE

- 1** J. Dziewański (red.):
Oddziaływanie przemysłu siarkowego na środowisko przyrodnicze województwa tarnobrzęskiego
- 2** M. Księżyk:
Racjonalne gospodarowanie pierwotnymi nośnikami energii w Polsce
- 3** E. Mokrzycki:
Metoda obliczania kosztów pozyskania sortymentów handlowych węgla kamiennego
- 4** I. Soliński:
Metoda wyznaczania kosztów przyrostu pozyskania nośników energii w aspekcie zapotrzebowania gospodarki
- 5** Z. Maciejewski i in.:
Określenie potrzeb energetycznych kraju na podstawie zmieniającego się w latach prognozy wskaźnika elastyczności zużycia energii względem dochodu narodowego wytworzonego

Z. Maciejewski i in.:
Koncepcja komputerowego systemu wspomagania decyzji w zakresie kompleksu paliwowo-energetycznego
- 6** K. Wanielista, J. Kicki:
Sterowanie wykorzystaniem zasobów naturalnych kopalin w systemie nakazowym i w warunkach gospodarki rynkowej
- 7** I. Soliński i in.:
Opracowanie metodyki ustalania kompleksowych kosztów pozyskiwania i przetwarzania krajowych surowców mineralnych
- 8** J. Dziewański (red.):
Opracowanie kompleksowej metodyki badania oddziaływania górnictwa i przetwórstwa na środowisko oraz zasad i metod rekultywacji obszarów zdegradowanych (Synteza)
- 9** J. Dziewański, U. Józefko:
Budowa geologiczna doliny środkowego Sanu między Niewistką a Dynowem
- 10** J. Sokołowska:
Metodyka poszukiwania złóż kopalin płynnych
- 11** S. Węclawik:
Kompleksowa metodyka badań ochrony surowców balneologicznych przed oddziaływaniem przemysłu
- 12** R. Ney (red.) i in.:
Zwiększenie efektywności pozyskiwania i wykorzystania surowców mineralnych
- 13** W. Suwała i in.:
Pakiet modeli gospodarki surowcami mineralnymi
- 14** W. Blaschke i in.:
Metodyka optymalizacji wykorzystania surowców mineralnych w procesach przeróbki i przetwórstwa
- 15** K. Wanielista i in.:
Zasady racjonalnej gospodarki zasobami naturalnymi złóż kopalin stałych
- 16** E. Mokrzycki, S.A. Blaschke:
Metodyka liczenia kosztów wzbogacania węgla kamiennego

E. Mokrzycki, Z. Grudziński:
Metodyka liczenia kosztów przeróbki rud cynkowo-ołowiowych
- 17** J. Dziewański (red.):
Zasady badań środowiska przyrodniczego w aspekcie jego ochrony

- 18** S. Szukalski i in.:
Przegląd metod określania wpływu czynników ogólnogospodarczych na gospodarkę paliwowo-energetyczną kraju
- 19** M. Nieć, Z. Kokesz:
Metody geostatystyczne w rozpoznawaniu i dokumentowaniu złóż oraz w ochronie środowiska
- 20** E. Mokrzycki i in.:
Skutki oddziaływania zanieczyszczeń na środowisko przyrodnicze i metody szacowania strat
- 21** Z. Pilecki:
Statystyczna analiza emisji sejsmoakustycznej dla kontroli zagrożenia tąpnięciami
- 22** Praca zbiorowa pod red. E. Mokrzyckiego
Problemy kompleksowego wykorzystania surowców mineralnych
- 23** K. Wanieliśta:
Wartość i metoda wyceny zasobów złóż kopalin stałych
- 24** J. Wacławski, J. Kicki:
Gospodarka zasobami złóż węgla kamiennego w Górnos Śląskim Zagłębiu Węglowym w latach 1981–1990, cz. I
- 25** J. Dziewański:
Budowa geologiczna terenów i problemy geologiczno-inżynierskie zbudowanych i projektowanych stopni wodnych w dolinie Sanu
- 26** H. Gaj i in.
Model makroekonomiczny energia–ekologia–ekonomia. Podejście metodyczne
- 27** E. Pietrzyk-Sokulska:
Petrogeneza utworów skalnych okolicy Młotów w Górach Bystrzyckich
- 28** Praca zbiorowa pod red. I. Solińskiego:
Oplacalność pozyskiwania i wykorzystania wód geotermalnych w wybranych regionach Polski
- 29** Praca zbiorowa pod red. J. Dziewańskiego:
Metodyka oceny walorów środowiska przyrodniczego na przykładzie województwa tarnobrzeskiego
- 30** J. Kicki, J. Wacławski:
Gospodarka zasobami złóż węgla kamiennego w Górnos Śląskim Zagłębiu Węglowym w latach 1981–1990, cz. II
- 31** Praca zbiorowa pod red. W. Blaschke:
Koncepcja systemu cen na węgiel kamienny w warunkach przejściowych do gospodarki rynkowej
- 32** Praca zbiorowa pod red. R. Neya:
Energia odnawialna
- 33** W. Sroczyński:
Karpackie grunty pokrywowe (nieskaliste) i ich rola w budownictwie wodnym
- 34** Praca zbiorowa pod red. I. Solińskiego:
Prognozy kosztów oraz konkurencyjność odnawialnych i nieodnawialnych nośników energii w Polsce
- 35** Praca zbiorowa pod red. E. Mokrzyckiego:
Technologie czystego węgla na etapie przeróbki i przygotowania węgla do procesu użytkowania
- 36** M. Kudełko:
*Koszty ekologiczne w strukturze kosztów polskiego przemysłu węglowego
Projekt badawczy nr 0789/P1/93/05*
- 37** Praca zbiorowa pod red. W. Blaschke i E. Mokrzyckiego:
Węgiel koksowy na rynkach światowym i krajowym
- 38** W. Suwała:
Badania modelowe perspektyw górnictwa i rynku węgla kamiennego w Polsce

- 39** E. Pietrzyk-Sokulska:
Wpływ podziemnej eksploatacji i przeróbki węgla kamiennego na środowisko przyrodnicze w Polsce
- E. Panek:
Wpływ eksploatacji i spalania węgla brunatnego na środowisko przyrodnicze w Polsce
- 40** Praca zbiorowa pod red. J.J. Hycnara i E. Mokrzyckiego:
Technologie czystego węgla — odsiarczanie i demineralizacja za pomocą silnych zasad
- 41** J. Dziewański, Z. Olszamowski:
Likwidacja filtracji wody przez masyw skalny prawego przyczółka zapory Wisła-Czarne
- 42** J. Dziewański, E. Gąsiorowska, A. Mirosławska:
Zagadnienia geologiczno-inżynierskie rejonu stopnia wodnego Sromowce Wyżne na Dunajcu
- 43** Praca zbiorowa pod red. K. Ślizowskiego:
Występowanie i rozkład jodu w biosferze rzeki Wisły
- 44** S. Siewierski
Strategiczne i operacyjne modele optymalizacji, eksploatacji i przeróbki rud metali nieżelaznych
- 45** Praca zbiorowa pod red. I. Solińskiego:
Wybrane zagadnienia metodyki badań efektywności górnictwa węgla kamiennego
- 46** J. Jarosz:
Sposób wyznaczania zasięgu strefy spękań i lokalizacji odspojień w stropie wyrobisk górniczych za pomocą metody sejsmicznej
- 47** Praca zbiorowa pod red. J. Dziewańskiego:
Denudacja stoków w górnych odcinkach zlewni rzek karpackich
- 48** B. Kępińska:
Model geologiczno-geotermalny niecki podhalańskiej
- 49** K. Wanieliśta, S. Siewierski, J. Kicki, J. Butra:
Ekonomiczne aspekty eksploatacji zasobów złóż rud miedzi
- 50** E. Pietrzyk-Sokulska:
Zagadnienia sozologiczne eksploatacji surowców skalnych (na przykładzie województwa nowosądeckiego)
- 51** W. Suwała, M. Kudełko:
Analiza rynku paliw w Polsce w aspekcie wprowadzania instrumentów rynkowych w dziedzinie ochrony środowiska
- 52** G. Gawrońska:
Metoda szacowania strat w rolnictwie i leśnictwie spowodowanych zanieczyszczeniem atmosfery
- 53** W. Sroczyński:
Karpackie pokrywy czwartorzędowe w świetle wyników standardowych badań laboratoryjnych dla budownictwa wodnego (obiekty: Dobczyce, Krempna, Niewistka)
- 54** J. Kicki, E. J. Sobczyk:
Zasoby przemysłowe węgla kamiennego kopalń Górnosląskiego Zagłębia Węglowego w latach 1981—1994
Analiza i trend zmian
- 55** J. Binder, J. Dziewański:
Budownictwo wodne a ochrona środowiska przyrodniczego
System wodny Gabczikowo na Dunaju
- 56** W. Dziurzyński:
Prognozowanie procesu przewietrzania kopalni głębinowej w warunkach pożaru podziemnego
- 57** Praca zbiorowa pod red. W. Blaschke i R. Neya:
Formuły sprzedażne węgla kamiennego zmodyfikowane do wymogów sprawozdawczości Unii Europejskiej
- 58** A. Sroka:
Dynamika eksploatacji górniczej w punktu widzenia szkód górniczych

- 59 Z. Pilecki:
Modelowanie zachowania się masywu skalnego na podstawie badań empirycznych in-situ
- 60 Praca zbiorowa pod red. J. Dziewańskiego:
Warunki geologiczno-inżynierskie podłoża Zespołu Zbiorników Wodnych Czorsztyn-Niedzica i Sromowce Wyżne im. Gabriela Narutowicza na Dunajcu
- 61 Praca zbiorowa pod red. J. Dziewańskiego:
Określenie podatności stoków i brzegów potoków na erozję na przykładzie zlewni Ropy
- 62 Praca zbiorowa pod red. J. Dziewańskiego:
Sozologiczne problemy w budownictwie wodnym
- 63 Z. Grudziński:
System cenowy w górnictwie węgla brunatnego
- 64 U. Lorenz:
Metoda oceny wartości węgla kamiennego energetycznego uwzględniająca skutki jego spalania dla środowiska przyrodniczego
- 65 P. Dobak:
Rola czynnika filtracyjnego w badaniach jednoosiowej konsolidacji gruntów
- 66 Praca zbiorowa pod red. J. Dziewańskiego:
Prognoza oddziaływania projektowanego zbiornika wodnego Krempna na środowisko przyrodnicze
- 67 J. Topolnicki:
Wyrzuty skalno-gazowe w świetle badań laboratoryjnych i modelowych
- 68 B. Uliasz-Misiak:
Technologia opróbowania poziomów wodonośnych rurowym próbnikiem złoża
- 69 M. Kudełko, W. Suwała:
Analiza wpływu wprowadzenia w Polsce opłat produktowych i depozytów na koszty funkcjonowania podmiotów gospodarczych i gospodarstw domowych oraz poziom inflacji
- 70 K. Czajka:
Geochemiczna i petrologiczna charakterystyka kontaktów złoża siarczkowego rud Zn–Pb ze skałami otaczającymi, w rejonie bytomskim
- 71 S. Stryczek, A. Gonet:
Geoinżynieria
- 72 M. Kudełko:
Model oceny funkcjonowania instrumentów zarządzania procesami redukcji emisji dwutlenku siarki w elektroenergetyce
- 73 J. Dziewański, D. Grodecki:
Przesłona przeciwfiltracyjna pod lewym skrzydłem zapory w Myczkowcach na Sanie
- 74 Praca zbiorowa pod red. R. Neya:
Energia odnawialna w ochronie środowiska
- 75 Praca zbiorowa pod red. S. Rychlickiego:
Metody wykrywania zanieczyszczeń ropopochodnych w środowisku gruntowo-wodnym
- 76 Praca zbiorowa pod red. W. Bujakowskiego:
Wybrane problemy wykorzystania geotermii — I
- 77 W. Blaschke:
System cen energetycznego węgla kamiennego
- 78 E.J. Sobczyk:
Wpływ zmian modelu gospodarczego na gospodarkę zasobami złóż węgla kamiennego w górnośląskim zagłębiu węglowym
- 79 E. Panek:
Metale śladowe w glebach i wybranych gatunkach roślin obszaru polskiej części Karpat

- 80** A. Uliasz-Bocheńczyk:
Wpływ wybranych dodatków mineralnych na właściwości mieszanin uszczelniających i wypełniających stosowanych w górnictwie podziemnym
- 81** E. Pietrzyk-Sokulska, E. Panek:
Podstawy strategii ekorozwoju w aspekcie zmian administracyjnych kraju – wybrane elementy
- 82** U. Lorenz:
Parytet importowy węgla kamiennego energetycznego
- 83** J. Dziewański, J. Dudek, Z. Olszamowski:
Nowa przesłona przeciwfiltracyjna w podłożu lewego skrzydła i przyczółka zapory Wsła–Czarne
- 84** Z. Pilecki, E. Popiółek:
Wpływ eksploatacji rud na zagrożenie powierzchni deformacjami nieciągłymi i jego badanie za pomocą metod geofizycznych
- 85** J. Darski, J. Kicki, E.J. Sobczyk:
Raport o stanie gospodarki zasobami złóż węgla kamiennego
- 86** J. Kwaśniewski:
Zastosowanie wybranych metod analizy sygnałów niestacjonarnych w diagnozowaniu lin i rur stalowych
- 87** E. Mokrzycki:
Ceny węgla energetycznego oferowanego w latach 1990–1999 w portach głównych eksporterów
- 88** L. Pająk:
Model numeryczny rozwoju strefy przemarzania gruntu w warunkach eksploatacji energii cieplnej
- 89** J. Butra:
Metoda doboru systemu eksploatacji złóż rud miedzi w polach o jednorodnej charakterystyce geologicznej
- 90** Praca zbiorowa pod red. S. Plewy:
Rozpoznanie pola ciepłego ziemi w obszarze Górnośląskiego Zagłębia Węglowego dla potrzeb górnictwa i ciepłownictwa
- 91** Praca zbiorowa pod red. J. Dziewańskiego:
Tematyka prac naukowo-badawczych realizowanych w Instytucie Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN w XV-letnim okresie
- 92** Praca zbiorowa pod red. W. Neya:
Wybrane problemy wykorzystania geotermii – II
- 93** B. Kępińska:
Warunki hydrotermalne i termiczne podhalańskiego systemu geotermalnego w rejonie otworu Biały Dunajec PAN-1
- 94** E. Mokrzycki:
Ceny węgla koksowego oferowanego w latach 1990–1999 w portach głównych eksporterów
- 95** W. Suwała, M. Kudełko, J. Kamiński:
Rynek węgla kamiennego w Polsce
- 96** J. Dziewański, Z. Pilecki, W. Sroczyński:
Zagadnienia badań geologiczno-inżynierskich w projektowaniu tuneli komunikacyjnych w utworach fliszu karpackiego – na przykładzie tunelu w Lalikach
- 97** W. Dziurzyński, T. Pałka:
Komputerowy system monitoringu zagrożenia pożarowego i wyznaczania dróg ucieczkowych w warunkach pożaru w kopalni podziemnej
- 98** E. Pietrzyk-Sokulska:
Waloryzacja obszarów występowania i eksploatacji złóż zwięzłych surowców skalnych na przykładzie Beskidów Zachodnich
- 99** W. Sroczyński, A.K. Wota:
Prognozowanie oddziaływania karpackich zbiorników wodnych na środowisko geologiczne i powierzchnię ziemi

- 100** U. Ozga-Blaschke:
Parytet importowy węgla koksowego
- 101** P. Czaja:
Analiza nośności segmentowej obudowy szybów upodatkowanej materiałem nieliniowo sprężystym
- 102** J. Dziewański, J. Starowicz:
Zastosowanie kruszywa z miejscowych złóż materiałów budowlanych do betonów hydrotechnicznych (na przykładzie zapory w Solinie)
- 103** A. Wójcik:
Otrzymywanie pochodnych poliwinylkarbazolu o właściwościach elektroluminescencyjnych
- 104** M. Giergiel:
Komputerowe wspomaganie w projektowaniu maszyn wibracyjnych
- 105** P. Batko:
Wpływ właściwości strzelniczych materiału wybuchowego na efekt sejsmiczny strzelania
- 106** L. Gawlik, I. Grzybek
Szacowanie emisji metanu w polskich zagłębciach (system węgla kamiennego)
- 107** M. Wójcik
Awaryjne hamowanie górniczych wyciągów szybowych urządzeniami ciemnymi – teoria, badania i aplikacje przemysłowe
- 108** J. Mucha
Struktura zmienności zawartości [Zn] i [Pb] w śląsko-krakowskich złożach rud Zn-Pb
- 109** J. Dziewański, Z. Pilecki
Ocena warunków geologiczno-inżynierskich na terenie powierzchniowych ruchów masowych na przykładzie osuwiska w Zgłobicach
- 110** Praca zbiorowa pod redakcją E. Pietrzyk-Sokulskiej:
Uwarunkowania przyrodniczo-kulturowe funkcjonowania turystyki zrównoważonej w Beskidach Zachodnich
- 111** W. Suwała, M. Kudełko, J. Kamiński:
Rynek węgla kamiennego w Polsce w latach 1991—2001
- 112** U. Lorenz, W. Blaschke, Z. Grudziński:
Propozycja nowej formuły sprzedażnej węgla energetycznego przeznaczonego dla energetyki zawodowej
- 113** B. Kępińska, A. Łowczowska:
Wody geotermalne w lecznictwie, rekreacji i turystyce
- 114** J. Cieślik:
Metody natężeniowe w analizie elementów konstrukcyjnych
- 115** Praca zbiorowa pod redakcją W. Sroczyńskiego:
Uwarunkowania geologiczne realizacji zbiornika przeciwpowodziowego Racibórz Dolny na Odrze
- 116** Z. Blaschke, W. Blaschke:
Ocena celowości wzbogacania węgla na potrzeby energetyki w samodzielnych zakładach przeróbczych
- 117** B. Kłojzy-Karczmarczyk:
Zastosowanie odpadów energetycznych w ograniczaniu transportu zanieczyszczeń ze składowisk odpadów górniczych
- 118** J. Dziewański, A.K. Wota, D. Limanówka, E. Cebulak, S. Michalik:
Katastrofalny sływ wodno-gliniasty w Muszynie w lipcu 2002 roku
- 119** U. Ozga-Blaschke:
Metoda powiązania parametrów jakościowych węgla koksowego z jego wartością użytkową
- 120** J. Dziewański, Z. Pilecki:
Problemy rozpoznania geologiczno-inżynierskiego w projektowaniu tuneli drogowych Węgierska Górka i Miłówka

- 121** M. Kudełko:
Efektywna alokacja zasobów w krajowym systemie energetycznym
- 122** Praca zbiorowa pod redakcją W. Blaschke:
Funkcjonowanie górnictwa węgla kamiennego na podstawie uregulowań prawnych Unii Europejskiej w latach 1993—2002
- 123** Praca zbiorowa pod redakcją W. Blaschke:
Możliwości funkcjonowania kopalń węgla kamiennego w Polsce w świetle przepisów UE dotyczących zasad świadczenia pomocy państwa dla górnictwa w latach 2002—2010
- 124** T. Olkuski:
Straty energii chemicznej w procesach energetycznego wykorzystania węgla kamiennego
- 125** A.P. Barbacki:
Zbiorniki wód geotermalnych niecki miechowskiej i środkowej części zapadliska przedkarpackiego
- 126** J. Sałacki:
Model złoża rud miedzi dla potrzeb projektowania i prowadzenia eksploatacji
- 127** Suwała W., Kudełko M., Kamiński J.:
The primary energy market in Poland in 1993—2002
- 128** Nieć M., Matl K., Wyrwicki R., Wiśniewski J.:
Iły turowskie mit kopalin towarzyszących
- 129** K. Ślizowski, J. Köhsling, L. Lankof:
Uwarunkowania podziemnego składowania odpadów niebezpiecznych w Polsce
- 130** Publikacja zbiorowa pod redakcją E. Panek:
Uwarunkowania przyrodniczo-kulturowe rozwoju turystyki zrównoważonej w Bieszczadach
- 131** E. Pietrzyk-Sokulska:
Kryteria i kierunki adaptacji terenów po eksploatacji surowców skalnych. Studium dla wybranych obszarów Polski
- 132** R. Tarkowski:
Geologiczna sekwestracja CO₂
- 133** D. Grodecki:
Zależność wodo- i cementochłonności od budowy geologicznej podłoża zapory w Myczkowcach
- 134** J. Kicki, E.J. Sobczyk:
Restrukturyzacja górnictwa w Polsce a struktura i wystarczalność zasobów węgla kamiennego
- 135** B. Kępińska:
Warunki termiczne i hydrotermalne podhalańskiego systemu geotermalnego
- 136** Praca zbiorowa pod red. B. Uliasz-Misiak:
Badania mikrobiologiczne wycieków CO₂ w rejonie Muszyny w celu opracowania metod biomonitoringu
- 137** J. Ślizowski:
Geomechaniczne podstawy projektowania komór magazynowych gazu ziemnego w złożach soli kamiennej
- 138** M. Kaliski, D. Staśko:
Bezpieczeństwo energetyczne w gospodarce paliwowej Polski
- 139** M. Kudełko, W. Suwała, J. Kamiński:
Koszty zewnętrzne w energetyce – zastosowanie w badaniach modelowych
- 140** L. Zawisza:
Hydrodynamiczne modelowanie basenów naftowych dla oceny ich perspektyw złożowych
- 141** U. Ozga-Blaschke:
Międzynarodowy rynek węgla koksowego

- 142** B. Uliasz-Misiak:
Pojemność podziemnego składowania CO₂ dla wybranych mezozoicznych poziomów wodonośnych oraz złóż węglowodorów w Polsce
- 143** Praca zbiorowa pod red. M. Kudełko:
Scenariusze rozwoju krajowego sektora węgla kamiennego do 2020 roku – foresight technologiczny
- 144** E. Pilecka:
Indukowane podziemną działalnością górnictwem wysokoenergetyczne wstrząsy górotworu a lineamenty na obrazach satelitarnych
- 145** A.K. Wota:
Optymalizacja wyboru lokalizacji składowisk odpadów komunalnych z wykorzystaniem metody AHP (Analytic Hierarchy Process)
- 146** M. Filipowicz:
Experimental investigations of m-atomic and m-molecular processes in muon catalysis of nuclear fusion reactions
- 147** A. Szurlej:
Rola gazu ziemnego w bilansie paliwowo-energetycznym kraju ze szczególnym uwzględnieniem energetyki, w aspekcie wymogów ochrony środowiska
- 148** L. Gawlik:
Wpływ poziomu wydobycia węgla kamiennego na koszty jego pozyskania w kopalniach
- 149** H. Woźniak:
Osiadanie gruntów zwałowanych w świetle badań modelowych
- 150** E.J. Sobczyk:
Uciążliwość geologiczno-górnictwowych warunków eksploatacji węgla kamiennego i jej wpływ na gospodarkę złożem
- 151** R. Skrzypczak:
Jednostki przyrodniczo-kulturowe Beskidów w aspekcie turystyki zrównoważonej
- 152** P. Saługa:
Ocena ekonomiczna projektów i analiza ryzyka w górnictwie
- 153** A. Uliasz-Bocheńczyk:
Mineralna sekwestracja CO₂ w wybranych odpadach
- 154** A. Malinowska:
Ocena zagrożenia uszkodzeniami obiektów budowlanych na terenach górniczych z wykorzystaniem wnioskowania rozmytego
- 155** Praca zbiorowa pod red. W. Suwały:
Analiza problemu relokacji źródeł energii elektrycznej dla polskiego systemu elektroenergetycznego i przedsiębiorstw w wyniku polityki klimatycznej UE
- 156** U. Lorenz, Z. Grudziński:
Międzynarodowe rynki węgla kamiennego energetycznego
- 157** Praca zbiorowa pod red. K. Galosa:
Waloryzacja bazy zasobowej piasków szklarskich i ocena perspektyw złożowych w świetle współczesnych wymagań przemysłu szklarskiego
- 158** B. Tomaszewska:
Transformations of soil and aquatic environment under the impact of anthropogenic factors – examples from the selected area in Skawina
- 159** M. Kopacz:
Metoda wyceny projektów inwestycyjnych w polskim górnictwie rud miedzi z wykorzystaniem symulacji stochastycznej
- 160** M. Nieć:
Kryteria geologiczne złoża (kryteria bilansowości)

- 161** K. Galos:
Wpływ składu mineralnego wybranych itów na właściwości tworzyw gresowych
- 162** T. Danek, A. Leśniak, A. Pięta:
Numerical modeling of seismic wave propagation in selected anisotropic media
- 163** E. Lewicka:
Ocena kopaliny skaleniowo-kwarcowej ze Sławniowic (Sudety Wschodnie) jako potencjalnego surowca ceramicznego
- 164** Praca zbiorowa pod redakcją R. Tarkowskiego:
Potencjalne struktury geologiczne do składowania CO₂ w utworach mezozoiku Niżu Polskiego (charakterystyka oraz ranking)
- 165** W. Suwała, J. Kamiński, P. Kaszyński, M. Kudełko:
The primary energy tendencies in Poland
- 166** L. Lankof:
Analiza odkształcalności i utraty masy zubrów brunatnych w aspekcie składowania odpadów promieniotwórczych w środkowopolskich wysadach solnych
- 167** P. Saługa:
Elastyczność decyzyjna w procesach wyceny projektów geologiczno-górnictwa
- 168** J. Ślizowski, K. Urbańczyk, D. Wiewiórka, M. Kowalski, K. Serbin:
Stateczność wyrobisk w pokładach ewaporatów LGOM w aspekcie budowy podziemnego laboratorium badawczego
- 169** J. Kulczycka:
Ekoefektywność projektów inwestycyjnych z wykorzystaniem koncepcji cyklu życia produktu
- 170** W.M. Bajdur:
Ekopolielektrolity syntetyczne redukujące ładunki zanieczyszczeń w ściekach i wodach przemysłowych
- 171** H. Wirth:
Wieloczynnikowa wycena złóż i ich zasobów na przykładzie przemysłu metali nieżelaznych
- 172** B. Rajpolt, B. Tomaszewska:
Zanieczyszczenie środowiska gruntowo-wodnego fluorem na przykładzie Huty Aluminium w Skawinie
- 173** M. Kudełko, W. Suwała, J. Kamiński, P. Kaszyński:
Modelowanie rynków energii dla różnych systemów dystrybucji uprawnień do emisji dwutlenku węgla
- 174** T. Olkuski:
Analiza produkcji węgla kamiennego i jego wykorzystanie w wytwarzaniu energii elektrycznej w Polsce
- 175** J. Kamiński:
Siła rynkowa w krajowym sektorze wytwarzania energii elektrycznej
- 176** Praca zbiorowa pod redakcją A. Uliasz-Bocheńczyk:
Zaczyny cementowe w technologiach wiertniczych geologicznego składowania CO₂
- 177** Praca zbiorowa pod redakcją E. Lewickiej:
Innowacyjne technologie pozyskiwania najważniejszych surowców ceramicznych i szklarskich
- 178** M. Kudełko, W. Suwała, J. Kamiński, P. Kaszyński:
Handel uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla w Unii Europejskiej
- 179** K. Stala-Szlugaj:
Polish imports of steam coal from the East (CIS) in the year 1990–2011

- 180** Z. Grudziński:
Metody oceny konkurencyjności krajowego węgla kamiennego do produkcji energii elektrycznej
- 181** D. Foszcz:
Zasady określania optymalnych rezultatów wzbogacania wieloskładnikowych rud miedzi
- 182** T. Niedoba:
Wielowymiarowe charakterystyki zmiennych losowych w opisie materiałów uziarnionych i procesów ich rozdziału

WSKAZÓWKI DLA AUTORÓW DOTYCZĄCE OPRACOWANIA I PRZYGOTOWANIA DO DRUKU PUBLIKACJI W DZIALE WYDAWNICZYM: STUDIA, ROZPRAWY, MONOGRAFIE

1. Treść merytoryczna publikacji i sposób ich ujęcia powinny odpowiadać poziomowi działu i powinny odnosić się do tytułu działu: Studia, Rozprawy, Monografie.
2. Układ publikacji powinien być przejrzysty, zwarty, a jego treść podzielona na rozdziały tworzące zamkniętą całość. Objętość publikacji nie powinna być mniejsza od 5 arkuszy wydawniczych i nie powinna przekraczać 10 arkuszy wydawniczych (ok. 120 stron).
3. Każda publikacja powinna zawierać streszczenie w języku angielskim w objętości 1,5–2 strony maszynopisu. Tabele i rysunki zawarte w publikacji powinny również zawierać podpisy w języku angielskim.

WSKAZÓWKI DLA AUTORÓW DOTYCZĄCE PRZYGOTOWANIA TEKSTU NA Dyskiecie

Wskazówki techniczne (przygotowanie elektronicznej wersji artykułu)

Kompletny materiał do druku powinien zawierać (wersja elektroniczna):

- tekst zasadniczy,
- tytuł w języku polskim i angielskim,
- tytuły naukowe Autorów, miejsca pracy oraz adres e-mail do korespondencji,
- tabele i rysunki,
- podpisy pod tabele i rysunki w języku polskim oraz angielskim,
- streszczenia i słowa kluczowe w obu językach,
- podziękowania, jeśli występują,
- oświadczenie o źródłach finansowania (jeśli inne niż domyślne).

Autorzy spoza Polski, zgłaszający artykuł do druku w języku angielskim nie muszą przedstawiać polskiej wersji językowej – zostanie ona uzupełniona w Redakcji.

Dostarczenie elektronicznej wersji artykułu jest obowiązkowe.

Tekst powinien być zapisany w programie WORD FOR WINDOWS.

Zaleca się zastosowanie czcionki Times Roman 12 lub Arial 12.

Całkowita objętość artykułu nie powinna przekraczać 15 stron.

W trakcie wpisywania tekstu prosimy o przestrzeganie następujących zasad:

- nie dzielić ręcznie wyrazów,
- nie justować poszczególnych linii akapitu za pomocą klawisza spacji,
- nie spacjować wyrazów (np. t y t u ł),
- nie podkreślać wyrazów, zdań (np. podkreślony).

Streszczenia w obu językach powinny zawierać co najmniej 1900 znaków ze spacjami i powinny odzwierciedlać merytoryczną zawartość artykułu.

Tytuły i podtytuły należy oddzielić od tekstu odstępem górnym i dolnym. Przy podziale tekstu na rozdziały i podrozdziały należy stosować numerację cyfrową wielorzędową:

- rozdziały – 1, 2, ...
- podrozdziały pierwszego stopnia – 1.1, 1.2, ..., 2.1, 2.2, ...
- podrozdziały drugiego stopnia – 1.1.1, 1.1.2, ..., 1.2.1, 1.2.2, ...
- podrozdziały trzeciego stopnia i ewentualnie inne tytuły pozostawia się zazwyczaj nienumerowane.

Tabele i rysunki należy umieścić w tekście po powołaniach. Zaleca się numerować je od 1 do *n* w obrębie całej publikacji.

Rysunki prosimy dostarczać również w wersji elektronicznej w osobnych plikach w formatach obsługiwanych przez program Corel DRAW 11 (np. *.CDR, *.CGM, *.TIF, *.JPG, *.PCX, *.IMG, *.XLS).

Wzory matematyczne numeruje się podając numer ujęty w nawiasy okrągłe na prawym marginesie (jeśli jest ich mało, nie wymagają numeracji). **Wszelkie symbole we wzorach** i powołaniach na nie w tekście prosimy pisać pismem pochylm. Ważne jest, by 0 (zero) wpisane było przez klawisz cyfrowy, w celu odróżnienia go od litery O(o).

Powołania na cytowaną literaturę w tekście artykułu są obowiązkowe. W powołaniach na literaturę podajemy w nawiasie okrągłym nazwisko autora i rok wydania, np. (Rysiowa 1969) – jeden autor; (Nowakowski, Kapinos 1992) – dwóch autorów; (Kluz i in. 1972) – więcej niż dwóch autorów.

W przypadku prac zbiorowych posiadających redaktorów w nawiasie okrągłym podajemy nazwisko redaktora z adnotacją red. i rok wydania, np. (Zdun, red. 2004) – jeden redaktor; (Nowak, Kopa, red. 2003) – dwóch redaktorów; (Krus i in., red. 2000) – więcej niż dwóch redaktorów.

W przypadku prac zbiorowych nie posiadających redaktorów w nawiasie okrągłym podajemy początek tytułu i rok wydania, np. (Poradnik... 1971).

Literatura powinna być umieszczona na końcu pracy z oznaczeniem „LITERATURA”. Autor sporządza jeden wykaz literatury dla całej pracy, w której znajdują się tylko te pozycje, na które powołano się w tekście artykułu. Kolejność pozycji cytowanej literatury powinna być alfabetyczna (wg tekstów powołań).

Prawidłowy zapis bibliograficzny powinien zawierać:

- Książki jednego lub dwóch autorów:
Nazwisko i inicjały imion autora, rok wydania: Tytuł. Oznaczenie kolejności wydania (Wyd. 1, 2, ...).
Miejsce wyd., nazwa wydawcy, np.:
Rysiowa H., 1969 – Wstęp do matematyki współczesnej. Wyd. 2. Warszawa, PWN.
Rysiowa H., Nowakowski J., 1969 – Wstęp do matematyki współczesnej. Wyd. 2. Warszawa, PWN.
- Książki kilku autorów (powyżej dwóch):
Powołanie plus prawidłowy zapis bibliografii:
Rysiowa i in. 1969 – Rysiowa H., Nowakowski J., Kapinos J., 1969 – Wstęp do matematyki współczesnej.
Wyd. 2. Warszawa, PWN.
- Artykuły z czasopism i innych wydawnictw ciągłych (jeden lub dwóch autorów):
Nazwisko i inicjały imion autora, rok wydania: Tytuł artykułu. Pełny tytuł czasopisma (nie skrót), numer rocznika (tomu), numer zeszytu, strony, np.:
Nowakowski J., Kapinos J., 1992 – Przemysł aluminiowy – stan obecny i tendencje zmian. Gospodarka Surowcami Mineralnymi t. 23, z. 1, s. 17–28.
- Artykuły z czasopism i innych wydawnictw ciągłych (powyżej dwóch autorów):
Powołanie plus prawidłowy zapis bibliograficzny:
Rysiowa i in. 1992 – Rysiowa H., Nowakowski J., Kapinos J., 1992 – Przemysł aluminiowy – stan obecny i tendencje zmian. Gospodarka Surowcami Mineralnymi t. 23, z. 1, s. 17–28.
- Prace zbiorowe (pod redakcją jednego lub dwóch redaktorów):
Nazwisko i inicjały imion redaktora naukowego (z zaznaczonym skrótem red.), rok wydania: Tytuł. Oznaczenie kolejności wydania. Numer tomu (części, jeżeli jest). Wydawca, miejsce wydania, liczba stron, np.:
Paszowski B., red., 1971 – Poradnik inżyniera. Elektronika. Wyd. 2, t. 1. WNT, Warszawa, s. 256.
Pasikowski T., Gdowski A., red., 1994 – Zarys krystalografii. Wyd. 1, Wydawnictwo Praca i Płaca, Wrocław, s. 145.
- Prace zbiorowe (pod redakcją więcej niż dwóch redaktorów):
Powołanie plus prawidłowy zapis bibliografii:
Jackowski i in., red. 2007 – Jackowski T., Kryza O., Pasikow R., red., 2007 – Analiza gospodarki wodnej. Wyd. 1, WNT, Warszawa, s. 55.

Prace zbiorowe nie posiadające redaktorów:

Powołanie plus pełny zapis bibliografii: Tytuł. Oznaczenie kolejności wydania, Numer tomu (jeśli bibliografia wielotomowa). Wydawca, miejsce wydania, strony lub liczba stron, specyficzne oznaczenia, np.

Decyzja... 2003 – Decyzja nr 1230/2003/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. przyjmująca wieloletni program działania w dziedzinie energii: Inteligentna Energia – Europa (2003–2006). Dziennik Urzędowy L 176, 15/07/2003 s. 0029–0036; 32003D1230.

Program... 2007 – Program rozwoju elektroenergetyki w latach 2007–2010. Ministerstwo Gospodarki, Warszawa, s. 68.