Zeszyty Naukowe

Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią
Polskiej Akademii Nauk

nr 82, rok 2012

Urszula LORENZ*, Urszula OZGA-BLASCHKE*, Katarzyna STALA-SZLUGAJ*,
Zbigniew GRUDZIŃSKI*, Tadeusz OLKUSKI*

Wpływ katastrofy w Fukushimie na światowy popyt na węgiel energetyczny

Streszczenie: Zniszczenie japońskiej elektrowni jądrowej Fukushima spowodowało powrót dyskusji o przyszłości energetyki jądrowej na świecie. Rozważano, jaki wpływ miałoby zamknięcie elektrowni jądrowych na zapotrzebowanie na węgiel i inne nośniki energii. W artykule omówiono kilka prognoz, jakie ukazały się po katastrofie i uwzględniały tzw. efekt Fukushimy w odniesieniu do węgla energetycznego.

Pierwsze analizy rynkowe wskazywały na możliwość znaczącego wzrostu zapotrzebowania na węgiel energetyczny. Z czasem okazało się, że tylko trzy kraje (Niemcy, Belgia i Szwajcaria) zdecydowały o całkowitym odstąpieniu od energetyki jądrowej. Liczący się (w skali handlu światowego) wzrost zużycia węgla mógłby nastąpić jedynie w Niemczech i w Japonii.

Niemcy jednak bardzo intensywnie rozwijają energetykę odnawialną i na źródłach odnawialnych zamierzają bazować w przyszłości. Wzrost importu węgla do Niemiec będzie raczej konsekwencją likwidacji własnego górnictwa węgla kamiennego, a w mniejszym stopniu – skutkiem zamykania elektrowni jądrowych.

Japonia praktycznie nie posiada własnych surowców energetycznych i musi opierać się na ich imporcie. Bez energetyki jądrowej zaspokojenie potrzeb energetycznych w horyzoncie średnioterminowym nie jest możliwe.

Zapotrzebowanie na węgiel energetyczny na świecie będzie przede wszystkim uzależnione od stanu światowej gospodarki. Najwięksi producenci planują wzrost eksportu, co może powiększyć stan nadpodaży węgla na rynkach.

Od kilku lat kluczowym czynnikiem wpływającym na popyt i ceny węgla na świecie był poziom zapotrzebowania na węgiel importowany w Chinach i Indiach. Spodziewane spowolnienie wzrostu gospodarczego w Chinach pociągnie za sobą mniejsze zapotrzebowanie na surowce i towary, co może odbić się również na rynkach węglowych.

Zużycie węgla w krajach Unii Europejskiej ma tendencję malejącą, a polityka unijna nie jest przychylnie nastawiona do węgla.

Słowa kluczowe: efekt Fukushimy, węgiel energetyczny, zapotrzebowanie, prognozy

* Dr inż., Pracowania Ekonomiki i Badań Rynku Paliwowo-Energetycznego Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków; e-mail: ulalo@min-pan.krakow.pl

The impact of the Fukushima disaster on world steam coal demand

Abstract: The damage to the Japanese nuclear power plant in Fukushima has caused a return to the discussion on the future of nuclear power generation around the world. The impact of shutting down nuclear power plant on the demand for steam coal and other energy carriers has been considerable. This paper describes several energy forecasts, published after the disaster, which took into account the so-called Fukushima effect – in relation to steam coal.

The first market analyses indicated the possibility of a significant increase in steam coal demand. However, it appeared that only three countries (Germany, Belgium and Switzerland) decided for a total withdrawal from nuclear power. A significant increase in the global demand for coal would only come from Germany and Japan.

Germany is intensively developing renewable sources of energy as a basis for future power generation. An increase in coal imports into Germany will be a consequence of domestic coal mining liquidation, and – to a lesser extent – the result of nuclear power plant closures.

Japan possesses practically no domestic fossil fuel resources and must rely on imports. Without nuclear power, it is impossible to cover its energy needs in the middle term.

Steam coal demand in the world will depend first of all on the condition of the global economy. Big coal producers plan to intensify coal exports, which could increase the oversupply of coal on the international markets.

For several years, the level of imported coal demand in China and India has been the key factor influencing world coal demand and prices. An expected slowdown in the Chinese economy will lead to lower demand for goods and raw materials and also have an influence on the coal market.

Coal consumption in EU countries shows a downward trend, and EU policy is not friendly to coal.

Key words: Fukushima effect, steam coal, demand, forecasts

Wprowadzenie

11 marca 2011 roku Japonię nawiedziło tragiczne w skutkach trzęsienie ziemi. Podmorskie wstrząsy na Pacyfiku (o sile ocenionej na 9 stopni w skali Richtera) wywołały niszczącą falę tsunami, która zdewastowała północno-wschodnią część kraju. W wyniku tej katastrofy naturalnej zniszczeniu uległa m.in. elektrownia jądrowa Fukushima. Ogrom zniszczeń i skażenia środowiska spowodował, że na nowo rozgorzała ogólnoświatowa dyskusja o przyszłości energetyki jądrowej.

W reakcji na katastrofę niemal wszystkie kraje posiadające reaktory jądrowe wdrożyły procedury kontroli pracujących instalacji pod kątem bezpieczeństwa. Po roku od tamtych zdarzeń można stwierdzić, że większość istniejących elektrowni jądrowych na świecie będzie nadal działać. Kilka krajów przesunęło w czasie decyzje co do uruchomienia nowych elektrowni. Tylko trzy kraje zadeklarowały wolę całkowitej rezygnacji z tego sposobu wytwarzania energii elektrycznej. Niemcy zamierzają stopniowo – do 2022 roku – zamknąć wszystkie swoje elektrownie jądrowe. Belgia ma to uczynić do 2025 roku, a Szwajcaria – do 2034 r. Japonia natomiast zamierza jedynie zmniejszyć swe uzależnienie od energii jądrowej (Tracking... 2012).

Na rynkach węglowych rozważano, w jaki sposób wpłynie to na zapotrzebowanie na węgiel. Dziś wydaje się, że ewentualny wzrost zapotrzebowania na węgiel – jako konsekwencja wycofywania energetyki jądrowej – mógłby pochodzić tylko z dwóch krajów: Japonii i Niemiec.

1. Nowe prognozy energetyczne

W światowym zużyciu energii pierwotnej węgiel stanowi obecnie około 27–29%. Produkcja węgla kamiennego na świecie wyniosła w 2010 r. prawie 6,2 mld ton, w tym węgla energetycznego około 5,3 mld ton. W czasie ostatnich 20 lat średnie roczne tempo wzrostu produkcji węgla energetycznego kształtowało się na poziomie 3% i w nadchodzących latach wzrost wydobycia będzie się nadal utrzymywał (Coal facts 2011; Coal Information 2011).

Analizując pojawiające się w różnych źródłach informacje na temat perspektyw dla rynków węgla energetycznego, można wyróżnić – ze względu na sposób podejścia do zagadnienia i horyzont prognozy – trzy grupy prognoz (Lorenz 2011).

Grupa pierwsza – to długoterminowe prognozy zapotrzebowania na nośniki energii w skali globalnej. Węgiel jest w tych prognozach zazwyczaj traktowany jako surowiec najbardziej stabilny i najmniej zależny od zawirowań politycznych na świecie. Nawet wziąwszy pod uwagę postępujące ograniczenia w wykorzystaniu węgla w energetyce krajów rozwiniętych, wzrost zapotrzebowania na energię w krajach rozwijających się będzie prowadził do zwiększenia zużycia węgla na świecie. Za wiodące w tej grupie należy uznać prognozy Międzynarodowej Agencji Energii (IEA *World Energy Outlook*, WEO), amerykańskiego Departamentu Energii (EIA DOE *International Energy Outlook*, IEO), czy Banku Światowego.

Grupa druga – to średnio- i krótkoterminowe prognozy rozwoju rynków węgla energetycznego. Te prognozy skupiają się przede wszystkim na możliwościach produkcyjnych i eksportowych głównych producentów oraz – z drugiej strony – na zmianach w zapotrzebowaniu na węgiel. Tutaj można by wymienić prognozy regularnie sporządzane przez australijskie rządowe biuro BREE (*Bureau of Resources and Energy Economics*), czy też niektóre projekcje opracowywane przez banki czy inne instytucje finansowe.

Trzecia grupa – to krótkoterminowe prognozy cen węgla – takie oszacowania sporządzane są przede wszystkim przez analityków bankowych. W tej grupie zdecydowanie najbardziej widoczny jest wpływ bieżącej sytuacji rynkowej na wynik oszacowania. Siłą rzeczy te prognozy są najbardziej zmienne w czasie.

Poniżej przedstawiono krótkie omówienie kilku prognoz, które uwzględniały tzw. efekt Fukushimy.

W World Energy Outlook 2011 (WEO 2011), opublikowanym w listopadzie 2011, prognozy sięgają aż po rok 2035. Analizy światowej sytuacji energetycznej opierają się na trzech głównych scenariuszach: scenariuszu Polityk Bieżących (który zakłada brak innych strategii energetycznych niż te wdrożone do połowy 2011 r.), scenariuszu Nowych Polityk (zakłada się w nim wdrożenie nowych zobowiązań rządowych – nawet jeśli nie są one jeszcze poparte konkretnymi działaniami) oraz scenariuszu „450" (gdzie celem jest ograniczenie długoterminowego wzrostu średniej globalnej temperatury do 2°C ponad poziom przedindustrialny, czyli ograniczenie koncentracji CO_2 w atmosferze do 450 ppm).

W scenariuszu Nowych Polityk, produkcja energii z elektrowni jądrowych wzrasta do 2035 r. o przeszło 70%, niewiele mniej niż w poprzedniej edycji prognozy (WEO 2010).

Katastrofa Fukushimy spowodowała włączenie do WEO 2011 dodatkowego scenariusza – Niskiego Rozwoju Energetyki Jądrowej. W scenariuszu tym założono, iż nie zostaną wybudowane żadne dodatkowe reaktory jądrowe w państwach OECD, państwa spoza

OECD (jak np. Chiny, Indie, Rosja) wybudują jedynie połowę mocy produkcyjnych prognozowanych w scenariuszu Nowych Polityk, a żywotność działających obecnie elektrowni jądrowych ulegnie skróceniu.

W wyniku analiz stwierdzono, że realizacja scenariusza niskiego rozwoju energetyki jądrowej podniosłaby poziom popytu na paliwa kopalne. Wzrost światowego zapotrzebowania na węgiel oszacowano na poziomie dwukrotności dzisiejszego eksportu węgla energetycznego Australii, a wzrost popytu na gaz ziemny – na dwie trzecie obecnego eksportu tego surowca z Rosji.

Rezultatem netto byłoby wzmocnienie presji na wzrost cen energii, zwiększone obawy dotyczące bezpieczeństwa energetycznego oraz utrudnienia i dodatkowe koszty związane z przeciwdziałaniem zmianom klimatu. Konsekwencje byłyby szczególnie dotkliwe w państwach, które planują opierać się w znacznej mierze na energetyce jądrowej ze względu na bardzo ograniczone rodzime zasoby surowców energetycznych. Ponadto stworzyłoby to znacznie większe wyzwania dla wschodzących gospodarek w zakresie pokrycia ich szybko wzrastającego popytu na energię elektryczną.

Z kolei „Coal: Medium-Term Market Report 2011" (z grudnia 2011 r.) rozważa sytuację na rynkach węgla w średniej perspektywie – do roku 2016.

Rozważono dwa scenariusze oparte na poziomie produkcji węgla w Chinach: scenariusz wysokiej produkcji (HPS) i niskiej produkcji (LPS) – przy czym w obu scenariuszach poziom zapotrzebowania na węgiel w Chinach w 2016 roku jest taki sam i wynosi 3,123 mld tce (4,040 mld ton). W roku bazowym 2010 zużycie węgla w Chinach oceniono na 2,399 mln tce.

W scenariuszu LPS chińska produkcja wzrośnie do 2,913 mld tce, co spowoduje konieczność wzrostu importu do 180 mln tce – w tym węgla energetycznego do 137 mln tce. W scenariuszu HPS – produkcja w Chinach wzrośnie do 3,054 mld tce, co oznacza spadek importu do około 39 mln tce w 2016 r. Taka sytuacja może mieć zdecydowany wpływ na światowy rynek węgla, a szczególnie handel realizowany drogą morską.

W scenariuszu LPS może nastąpić niedobór węgla, co może spowodować konieczność zwiększonego wykorzystywania zdolności produkcyjnych oraz całej infrastruktury eksportowej (porty, koleje, flota) w krajach głównych eksporterów. Pojawi się węgiel z kopalń o wyższych kosztach oraz węgiel o niższej jakości. IEA twierdzi jednak, że dzięki wykorzystaniu potencjału górnictwa USA (jako tzw. *swing-supplier*), te większe koszty – w przeliczeniu na warunki dostawy FOB – podwyższą ceny o około 10 USD/tonę dla węgla energetycznego i o 15 USD/tonę dla węgla koksowego.

Morski handel węglem energetycznym wzrośnie z 628 mln tce obecnie do 735 mln tce w 2016 r. w scenariuszu LPS, a w scenariuszu HPS – do 664 mln tce. Nawet jednak przy tym wyższym imporcie – tempo wzrostu morskich przewozów wynosiłoby około 3% na rok, podczas gdy w ostatniej dekadzie było to 5% rocznie.

W scenariuszu wysokiej produkcji własnej i mniejszego importu do Chin, ceny w handlu międzynarodowym prawdopodobnie spadną, a to zachęci do zwiększonych zakupów odbiorców w Indiach – oni wchłoną część tej nadwyżki węgla. W rozważanych scenariuszach import do Indii w 2016 r. oszacowano na poziomie: w HPS – 148 mln tce, a w LPS – 118 mln tce. W 2010 r. Indie zaimportowały 53 mln tce.

W raporcie „Medium-term .." rozważano również wpływ katastrofy w Fukushimie na zapotrzebowanie na węgiel w horyzoncie 2016 r. Japonia ma elektrownie węglowe o mocy

łącznej 40 GW, które w 2010 roku pracowały z przeciętnym obciążeniem 75%. W wyniku marcowego trzęsienia ziemi zniszczona została nie tylko elektrownia jądrowa Fukushima, ale także elektrownie węglowe o mocy 7,5 GW (z czego do końca czerwca 2011 r. 3,2 GW zostały przywrócone do działania).

Elektrownie te należą do koncernu Tohoku Electric. System sieci energetycznych w Japonii jest tak skonstruowany, że elektrownie znajdujące się w regionach nie dotkniętych kataklizmem, nie mogą dostarczać energii do regionu, obsługiwanego przez Tohoku. Z tego względu po katastrofie nie mógł wystąpić natychmiastowy wzrost zapotrzebowania na węgiel. Po utracie mocy elektrowni jądrowych i węglowych w północno-wschodniej części kraju, brakującą energię musiały dostarczać istniejące tam elektrownie gazowe i olejowe, a nie elektrownie węglowe z innych regionów Japonii. Elektrownie węglowe, które jeszcze nie zostały odbudowane (ok. 4 GW) zużywają przeciętnie ponad 1 mln ton węgla miesięcznie (przy przeciętnym stopniu wykorzystania mocy w Japonii).

W perspektywie średnioterminowej ten obraz może się jednak zmienić. Odbudowa reszty zniszczonych w trzęsieniu ziemi elektrowni konwencjonalnych przebiega w imponującym tempie i powinna się zakończyć w nieodległych terminach. Przy obecnych cenach paliw, koszt krańcowy wytwarzania w elektrowniach węglowych będzie znacząco niższy niż w jednostkach gazowych (bazujących w Japonii na LNG), a tym bardziej olejowych. Z tego względu spodziewany jest ich powrót do systemu i praca przy pełnym obciążeniu.

Rząd japoński dokonuje rewizji swojej wcześniejszej polityki pro-jądrowej. Rozważa się nawet całkowitą rezygnację z tego sposobu wytwarzania energii. Obecnie w Japonii nie pracuje żaden z 54 reaktorów. Z tej liczby – cztery reaktory (zniszczone lub uszkodzone w wyniku katastrofy) na pewno zostaną zlikwidowane. Reszta znajduje się w trakcie szczegółowych testów i rozbudowanych procedur oceny bezpieczeństwa. Decyzje o tym, które z tych reaktorów (i kiedy) zostaną ponownie uruchomione, zostaną podjęte przez rząd po uzyskaniu pozytywnej opinii Komisji Bezpieczeństwa Jądrowego oraz akceptacji społecznej w regionach lokalizacji tych elektrowni (WEC Japanese... 2012).

Jednakże posiadany potencjał wytwórczy – bez energetyki jądrowej – nie jest w stanie zaspokoić potrzeb kraju w horyzoncie średnioterminowym. Bardzo prawdopodobne są inwestycje w nowe jednostki konwencjonalne, głównie bloki gazowe, które mogłyby być uruchomione dość szybko (3–4 lata).

Przyszłość energetyki jądrowej w Japonii jest więc wciąż wysoce niepewna. Nawet jeśli Japonia zdecyduje się utrzymać jakąś część produkcji w energetyce jądrowej, racjonalnym jest założenie, że istniejące elektrownie węglowe będą pracowały z największym możliwym obciążeniem, aby zastąpić braki energii z elektrowni jądrowych.

Szacuje się, że w ten sposób można by wytworzyć dodatkowo 10–15 TWh – jeśli by pracowały tylko te już odbudowane elektrownie węglowe (3 GW), a gdyby wszystkie zniszczone jednostki działały – to nawet 30–40 TWh. To przekłada się na dodatkowe roczne zapotrzebowanie na węgiel rzędu 3–5 mln ton w pierwszym przypadku, a przy pełnej odbudowie mocy – nawet 10–13 mln ton.

2. Zmiany w polityce energetycznej Niemiec

Największą panikę w reakcji na katastrofę Fukushimy można było zaobserwować w Europie, głównie w Niemczech.

Rząd niemiecki już przed kilkoma laty rozważał wyłączenie (do 2021 r.) wszystkich siedemnastu pracujących w tym kraju reaktorów. Jednakże w październiku 2010 roku, w tzw. Planie energetycznym („*Energiekonzept*"), określającym długoterminową politykę energetyczną Niemiec do 2050 roku, zweryfikowano te zamierzenia. Plan ten był skoncentrowany na efektach proekologicznych – szczególnie jak chodzi o ambitne cele radykalnej redukcji emisji CO_2 – aż o 80% w horyzoncie 2050 roku. Zakładał zatem rozwój wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych oraz wydłużenie żywotności niemieckich elektrowni jądrowych (przeciętnie o 12 lat, a ostatni reaktor miał być wyłączony w 2040 r.). Nieodłącznym środkiem osiągnięcia zmniejszenia emisji oraz zużycia energii jest wzrost efektywności na wszystkich etapach produkcji i użytkowania energii.

Wdrożenie tego planu wymagało stworzenia ram prawnych dla zakreślonego programu działań. Najważniejsze dotyczyły wspomnianego wydłużenia czasu pracy elektrowni jądrowych (zmiany w Prawie atomowym i aktach związanych) oraz programu budowy farm wiatrowych na morzu. Węgiel odgrywał w tym planie rolę drugorzędną – bez długoterminowych perspektyw. Elektrownie węglowe miały pełnić rolę rezerwowego dostawcy, bilansującego rosnące wytwarzanie energii z jednostek bazujących na źródłach odnawialnych.

Produkcja własna węgla kamiennego w Niemczech ma zostać zakończona w 2018 r. – po wygaśnięciu możliwości dofinansowywania (zgodnie z przyjętymi regulacjami krajowymi i unijnymi). Wykorzystanie węgla brunatnego miało natomiast pozostawać na mniej więcej stabilnym poziomie do 2020 roku, lecz całkowicie zaniknąć do 2050.

Zaledwie kilka miesięcy po przyjęciu „Planu energetycznego 2010" – w reakcji na katastrofę naturalną w Japonii (11 marca 2011), w wyniku której uległa zniszczeniu m.in. elektrownia jądrowa Fukushima – nastąpiła jego głęboka rewizja. Rząd Federalny (pod wpływem gwałtownych protestów społecznych) szybko podjął decyzję o całkowitej zmianie podejścia do tzw. miksu energetycznego w polityce energetycznej kraju.

W pierwszej kolejności zarządzono przegląd wszystkich reaktorów jądrowych pod względem bezpieczeństwa. Już 15 marca ogłoszono trzymiesięczne moratorium na wcześniejsze plany przedłużenia pracy istniejących elektrowni oraz całkowite wyłączenie siedmiu najstarszych reaktorów w okresie moratorium. Komisja ds. Bezpieczeństwa Reaktorów oraz nowo powołany Komitet Etyczny ds. Bezpieczeństwa Dostaw Energii miały za zadanie ocenić sytuację w Niemczech pod tym kątem oraz przedstawić propozycje alternatywnych rozwiązań w przypadku rezygnacji z energetyki jądrowej. Wyniki prac tego zespołu zaprezentowano w maju 2011.

Celem naczelnym stało się teraz całkowite wycofanie energetyki jądrowej – tak szybko, jak to możliwe. Oceniono, że może się to stać do 2022 roku. W połowie 2011 roku podjęto decyzję o definitywnym zamknięciu owych siedmiu najstarszych reaktorów (wyłączonych w okresie moratorium) oraz dodatkowo elektrowni Krummel (Coal 2011: Energy...). Pozostałe dziewięć niemieckich elektrowni jądrowych będzie sukcesywnie wyłączane – zgodnie z przyjętym harmonogramem – począwszy od 2015 do końca 2022 roku. Równocześnie trwają prace nad programem ostatecznego składowania odpadów radioaktywnych.

Osiem wyłączonych na stałe elektrowni jądrowych miało sumarycznie moc netto 8,4 GW. Jednakże – według raportu UBA: „Restructuring electricity ...” – ten ubytek mocy nie ma wpływu na bezpieczeństwo systemu energetycznego w Niemczech. System miał bowiem nadmiar mocy i ma wciąż bezpieczną rezerwę w wysokości około 10 GW. Niemcy – w odróżnieniu od Japonii, będącej wyspą – mają system energetyczny o dobrych połączeniach z sąsiednimi krajami i systemami. Skutkiem tego tylko jedna trzecia produkcji z zamkniętych elektrowni jądrowych (które produkowały około 60 TWh energii – tj. ok. 11% zapotrzebowania netto Niemiec) została zastąpiona przez wzrost wytwarzania w niemieckich elektrowniach konwencjonalnych. Reszta potrzeb jest bilansowana poprzez redukcję eksportu i zwiększenie importu.

W przyszłości bilans energetyczny Niemiec będzie zupełnie inny od obecnego: dominować będą źródła odnawialne, paliwa kopalne będą stopniowo tracić na znaczeniu, a energia jądrowa będzie wykluczona całkowicie (Coal 2011: Energy..., Fabian 2012).

W tabelach 1 i 2 przedstawiono strukturę zużycia energii pierwotnej oraz produkcji energii elektrycznej w Niemczech – przewidywaną w nowym Planie energetycznym 2011. Plan ten zakłada, że do 2020 roku uda się w Niemczech zmniejszyć zużycie energii pierwotnej o 19%, a do roku 2030 – o 34% w porównaniu do bazowego roku 2008. Aby to osiągnąć nie wystarczy sama zmiana nośników energii ani rewolucja w technologiach jej wytwarzania. Potrzebne będą bardzo istotne zmiany po stronie konsumpcji: poprawa efektywności użytkowania i zdecydowane zmniejszenie zużycia energii finalnej.

TABELA 1. Struktura zużycia energii pierwotnej w Niemczech – Plan energetyczny 2011

TABLE 1. Structure of primary energy consumption in Germany – Energy Plan 2011

Nośnik	2008	2020	2030
Energia jądrowa	11%	3%	–
Węgiel brunatny	11%	12%	6%
Węgiel kamienny	13%	8%	5%
Gaz ziemny	22%	23%	24%
Ropa naftowa	34%	35%	30%
Energia odnawialna	8%	18%	31%
Inne	1%	1%	4%
Zużycie [mln tce]	**484**	**392**	**320**
Redukcja (w stos. do 2008 r.)		–19%	–34%

Źródło: Coal 2011: Energy...

W Niemczech pracuje obecnie 55 elektrowni spalających węgiel kamienny o sumarycznej mocy brutto ponad 27 GW. Budowane są też nowe jednostki wytwórcze: ogółem w fazie budowy jest około 11 GW nowych mocy (uwzględniając tylko duże elektrownie) – z czego na węglu kamiennym około 8,7 GW w ośmiu elektrowniach. Zakłada się, że nowe moce pojawią się w systemie w latach 2013–2015, a do 2020 roku zostanie wyłączonych

TABELA 2. Struktura wytwarzania energii elektrycznej w Niemczech – Plan energetyczny 2011

TABLE 2. Structure of electricity generation in Germany – Energy Plan 2011

	2008	2020	2030
Energia jądrowa	23%	6%	–
Węgiel brunatny	24%	26%	12%
Węgiel kamienny	20%	11%	6%
Gaz ziemny	14%	18%	20%
Inne nieodnawialne	5%	2%	4%
Energia wiatrowa	6%	19%	27%
Inne odnawialne	8%	18%	23%
Import energii elektrycznej	–	–	8%
Produkcja [TWh]	633	544	511
Redukcja (w stos. do 2008 r.)		–14%	–19%

Źródło: Coal 2011: Energy...

około 6 GW mocy w starych elektrowniach (węglowych i gazowych) (Restructuring ..., Deutsche Umwelthilfe). Zużycie węgla w niemieckich elektrowniach i ciepłowniach wynosiło w ostatnich latach około 46 mln ton/rok, z czego prawie 35 mln ton to węgiel importowany (VDKI 2011).

W cytowanym już wcześniej raporcie IEA (Coal: Medium-term... 2011) oceniono, że bieżącym efektem wyłączenia elektrowni jądrowych w Niemczech będzie wzrost zapotrzebowania na węgiel rzędu 5 mln ton rocznie. W połączeniu z równoczesnym zwiększeniem wytwarzania energii z gazu – mogłoby to skutkować wzrostem emisji CO_2 nawet o 25 mln ton.

Stwierdzono jednakże, iż istniejący w Europie system handlu emisjami (EU-ETS) powinien spowodować takie zmiany zachowań użytkowników i wytwórców, że emisja – w skali unijnej – nie powinna wzrosnąć (w horyzoncie prognozy, czyli do roku 2016). Przyjmując dość ryzykowne założenia oszacowano (za pomocą modelu statycznego), że – aby zastąpić 60 TWh energii z zamkniętych niemieckich elektrowni jądrowych – wytwarzanie w europejskim systemie elektroenergetycznym powinno się zmniejszyć w elektrowniach węglowych o 40 TWh, a w elektrowniach gazowych zwiększyć o 100 TWh. W takim przypadku zapotrzebowanie na węgiel byłoby mniejsze o około 16 mln ton.

3. Prognozy dla międzynarodowych rynków węgla energetycznego

Przewidywany rozwój rynków surowców energetycznych (w tym węgla) jest ściśle powiązany z ogólnym stanem gospodarki światowej. Światowa gospodarka weszła w trudny okres spowolnionego wzrostu i zwiększonej podatności na oddziaływanie różnorakich

czynników. Szczególnie trudny ma być rok 2012, gdyż efekty kryzysu zadłużeniowego w strefie euro rozprzestrzeniły się praktycznie na całą Europę. Jednym ze skutków jest wysoka fluktuacja na rynkach finansowych, a ta zmienność ma negatywny wpływ na zaufanie konsumentów i sektor biznesu.

Międzynarodowy Fundusz Walutowy (IMF) w swej prognozie z lutego 2012 ocenia poziom światowego wzrostu gospodarczego w tym roku na około 3,3%. Wcześniejsze szacunki IMF (z września 2011) były bardziej optymistyczne (ponad 4%). Powodem obniżenia prognozy jest przede wszystkim słaba kondycja krajów strefy euro, obciążonych zadłużeniem, jak też dużych gospodarek ponoszących skutki tego kryzysu. Wzrost gospodarczy w W. Brytanii w 2012 oceniany jest na 0,6%, w Niemczech – na 0,3%, we Francji – na 0,2%, a w całej Europie Zachodniej – na 0,3%. Włochy mogą mieć ujemne wskaźniki nawet przez dwa najbliższe lata.

Bardzo umiarkowany wzrost przewiduje się dla krajów wschodnioeuropejskich (ok. 1,1% w 2012 i nieco ponad 2% w dalszych kilku latach). Osłabienie tempa wzrostu – w porównaniu do 2010 i 2011 – prognozuje się też dla krajów azjatyckich (non-OECD) czy Ameryki Łacińskiej (tam za główne zagrożenie uważa się rosnącą inflację).

3.1. Przewidywany rozwój międzynarodowych rynków węgla energetycznego w prognozie średnioterminowej BREE

BREE (*Bureau of Resource and Energy Economics*) jest australijską instytucją rządową, zajmującą się analizami rynków surowców mineralnych i energetycznych (w 2011 roku miała miejsce reorganizacja agend rządowych w Australii, w wyniku której utworzono m.in. BREE, w miejsce biura ABARE, które wcześniej zajmowało się takimi analizami).

Węgiel energetyczny jest dla Australii – pod względem wartości – trzecim towarem eksportowym, przysparzając rocznie ponad 15 mld AUD przychodu (pierwsze miejsce zajmuje ruda żelaza, a drugie – węgiel koksowy). Z tego względu rząd jest zainteresowany rozwojem branży (monitoruje rynki międzynarodowe tych surowców i regularnie opracowuje prognozy), chociaż sektor górnictwa znajduje się całkowicie w rękach prywatnych spółek i koncernów.

Krótkoterminowe projekcje rozwoju handlu węglem energetycznym na świecie sporządzane są co kwartał, a raz w roku, w I kwartale, prezentowana jest prognoza średnioterminowa (na 5–6 lat). Wyniki analiz publikowane są w kwartalnych raportach pt. „Resources and Energy Quarterly". Pierwszy numer w roku 2012 (*March quarter*) zawiera średnioterminową prognozę sytuacji na rynkach węgla energetycznego, sięgającą po rok 2017 (tab. 3).

Podstawowe tezy najnowszej prognozy BREE można podsumować następująco:

— w horyzoncie prognozy światowy handel węglem energetycznym przekroczy miliard ton (1,04 mld ton w 2017 roku – o ponad 200 mln ton więcej niż w 2011 r.),

— wsparciem dla rozwoju importu węgla na świecie będzie zapotrzebowanie w regionie azjatyckim (ponad 80% wzrostu światowego importu będzie pochodzić z Azji); w regionie buduje się (lub zamierza budować) wiele nowych elektrowni (oprócz Chin i Indii, również biedniejsze państwa realizują politykę zwiększania stopnia elektryfikacji kraju),

TABELA 3. Średnioterminowa prognoza rozwoju międzynarodowego handlu węglem energetycznym – wg BREE (marzec 2012) [mln ton/rok]

TABLE 3. Middle-term outlook of international steam coal market – BREE's forecast (as of March 2012) [in Mil. tonnes]

Wyszczególnienie	2010	2011	2012*	2013*	2014*	2015*	2016*	2017*	Różnica 2017–2011
Światowy handel węglem	794	836	872	922	949	982	1010	1040	204
Import									
Azja	532	569	603	637	661	687	712	737	168
– Chiny	129	139	145	151	155	159	163	166	27
– Tajwan	65	67	68	69	71	73	74	75	8
– Indie	60	78	92	110	119	128	138	148	70
– Japonia	129	125	128	129	129	129	129	129	4
– Korea	91	97	100	102	105	107	109	112	15
– Malezja	19	20	21	22	22	23	24	26	6
– Inne kraje azjatyckie	40	43	49	55	61	69	75	81	38
Europa	192	203	201	206	208	213	214	218	15
– UE 27	149	160	156	159	160	164	166	168	8
– Inne kraje europejskie	43	43	45	48	48	49	49	50	7
Inni	70	64	68	79	80	82	84	86	22
Eksport									
Australia	141	148	162	192	220	236	264	269	121
Chiny	20	13	13	12	12	12	11	11	–2
Kolumbia	69	75	76	82	86	90	94	97	22
Indonezja	285	302	310	321	327	337	344	351	49
Federacja Rosyjska	95	97	99	99	102	105	106	107	10
RPA	68	66	68	71	74	76	79	81	15
USA	23	31	28	29	31	32	33	33	2
Inni	93	104	116	116	97	94	80	91	–13
Ceny kontraktowe w kontraktach Australia Japonia (JFY) – w USD/tonę									
nominalne	98	130	115	110	102	97	93	90	–40
w cenach stałych 2012	102	130	112	105	97	91	86	82	–48

— wzrost eksportu będzie możliwy dzięki rozwojowi potencjału wydobywczego i towarzyszącej infrastruktury w krajach głównych eksporterów, jak Australia, Indonezja, Kolumbia i RPA; powinien się też na rynku pojawić węgiel od nowych producentów: Mozambiku i Mongolii,

— przewidywany jest stopniowy spadek cen węgla – przede wszystkim w związku z rosnącą podażą tego surowca; mimo to jednak ceny powinny utrzymać się na wciąż relatywnie wysokim poziomie.

Według szacunków BREE, import węgla energetycznego do krajów Unii Europejskiej wyniósł w 2011 roku około 160 mln ton (wzrost o 7% w porównaniu do 2010 r.). Największy wzrost (o prawie 50%, do 30 mln ton) odnotowano w W. Brytanii – ze względu na przejściowe braki dostaw gazu z Morza Północnego oraz konieczność odbudowy zapasów u użytkowników. W Niemczech import zwiększył się do 39 mln ton (ze względu na większe zapotrzebowanie na energię po wyłączeniu elektrowni jądrowych).

W bieżącym roku import do UE będzie mniejszy – w związku z osłabieniem wzrostu gospodarczego i poprawą dostępności gazu dla energetyki. Według tej prognozy w latach 2013–2017 import węgla do UE będzie rósł w tempie około 2% rocznie. Niemcy zamierzają do 2022 roku całkowicie zaprzestać wytwarzania energii w elektrowniach jądrowych. Ten ubytek – według BREE – powinna zastąpić energia z elektrowni węglowych oraz ze źródeł odnawialnych. Ponieważ Niemcy planują także zakończenie produkcji węgla kamiennego w kraju (do 2018 r.), import węgla dla nowych elektrowni musi wzrosnąć.

Przewidywany wzrost importu do Niemiec powinien przewyższyć zmniejszenie importu do krajów południowoeuropejskich. W krajach takich jak Hiszpania, Portugalia czy Włochy – z powodu słabych perspektyw rozwojowych w horyzoncie prognozy – zapotrzebowanie na energię spadnie, co przede wszystkim dotknie popytu na węgiel importowany, tym bardziej, że także w tych krajach rozwija się intensywnie energetyka oparta na źródłach odnawialnych.

Prognozowane przez BREE ceny węgla odnoszą się do cen kontraktowych węgla australijskiego, sprzedawanego głównie do Japonii. Ustalana w tych negocjacjach cena jest przez rynki węglowe uważana za jeden z ważniejszych wskaźników, gdyż obowiązuje przez rok w kontraktach na dostawy dużych ilości węgla. Rocznie aż 60–70% węgla z Australii trafia do Japonii.

Na najbliższy rok kontraktowy 2012/13 (tzw. japoński rok fiskalny, zaczynający się w kwietniu i trwający do marca następnego roku), BREE przewidywało ceny na poziomie 115 USD/tonę (na warunkach FOB w porcie Newcastle). Prognoza okazała się trafna, gdyż rzeczywista cena kontraktowa została przez negocjatorów ustalona właśnie na około 115 dolarów. Ten poziom cen jest o około 13% niższy od cen z poprzedniego roku fiskalnego. Na obniżenie cen w prognozie złożyło się kilka czynników, w tym – mniejsze zapotrzebowanie u niektórych ważniejszych importerów, jak też wysoki wzrost eksportu z Australii oraz Indonezji.

3.2. Bank Światowy – długoterminowa prognoza cen surowców energetycznych

Bank Światowy (BŚ) sporządza długoterminowe prognozy cen dla kilkudziesięciu surowców i produktów: od surowców energetycznych, mineralnych i metali po produkty rolne. Prognozy aktualizowane są zazwyczaj co dwa-trzy miesiące. W tabeli 4 zamieszczono porównanie cen węgla, ropy i gazu w prognozach BŚ ze stycznia 2012 r. oraz z czerwca 2011 r.

Dane za rok 2011 (w prognozie ze stycznia 2012) są rzeczywistymi danymi statystycznymi. W porównaniu z oszacowaniem z czerwca ubiegłego roku – rzeczywiste rynkowe ceny węgla i ropy okazały się niższe od prognozowanych pół roku wcześniej, a ceny gazu – wyższe. Należy zauważyć dużą zmianę w podejściu do prognozowanych cen węgla –

TABELA 4. Porównanie cen węgla, ropy i gazu w prognozach Banku Światowego

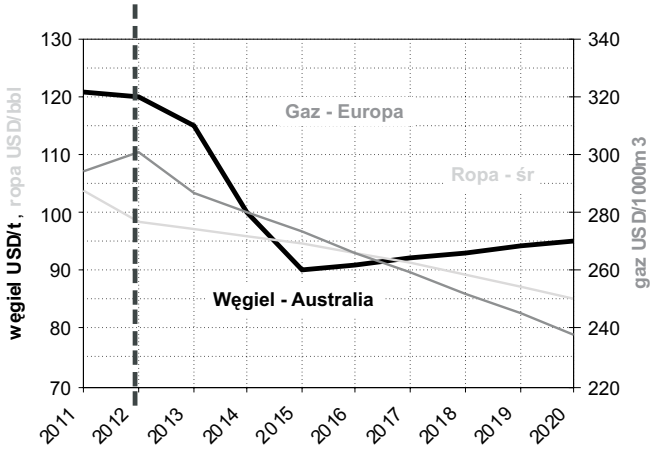
TABLE 4. Price comparison of steam coal, crude oil, and gas – in World Bank forecasts

Sur. >	Węgiel FOB NEWC		Ropa – średnio		Gaz – Europa	
Jedn.>	USD/t		USD/bbl		USD/1000 m^3	
Prog.>	I'12	VI'11	I'12	VI'11	I'12	VI'11
2011	120,9	125	104	107,2	294	286
2012	120	110	98,2	102,1	302	280
2013	115	100	97,1	98,7	288	274
2014	100	90	96	95,6	280	266
2015	90	85	94,7	92,6	274	260
2016	91	80	93,2	89,6	266	252
2017	92	81,3	91,4	86,8	260	246
2018	93	82,5	89,4	84,1	252	241
2019	94	83,8	87,3	81,4	246	238
2020	95	85	85	80,4	238	235

Źródło: World Bank – Commodity Prices and Price Forecast (January 2012)

w styczniu br. BŚ wyraźnie je podwyższył (o ok. 10 USD/tonę). Obecnie przewiduje, że minimum cen węgla wystąpi w 2015 roku – średnio 90 USD/tonę (poprzednio: 80 USD/tonę w 2016 r.). Do 2020 roku ceny powinny się odbudować do poziomu około 95 USD/tonę (FOB Newcastle).

Rysunek 1 przedstawia prognozę Banku Światowego ze stycznia 2012 r. dla cen: węgla australijskiego (na bazie FOB Newcastle), ropy naftowej (średnio na świecie) na rynku spot oraz gazu ziemnego w imporcie do Europy.



Rys. 1. Prognoza cen surowców energetycznych do 2020 r. – wg Banku Światowego (w cenach bieżących)
Źródło: World Bank – Commodity Prices and Price Forecast (January 2012)

Fig. 1. World Bank price forecast of steam coal, crude oil, and gas (in current Dollars)

Podsumowanie

Pierwsze analizy rynkowe, jakie ukazały się po tragicznym trzęsieniu ziemi i tsunami w Japonii, wskazywały na możliwość znaczącego wzrostu zapotrzebowania na węgiel energetyczny. Przewidywano bowiem, że w wielu krajach może nastąpić odwrót od energetyki jądrowej. Węgiel wydawał się paliwem, które w pierwszym rzędzie zastąpi brakującą energię z elektrowni jądrowych.

Dziś wiadomo już, że tak powszechnej reakcji nie będzie. Jak dotąd tylko trzy kraje (Niemcy, Belgia i Szwajcaria) zdecydowały o całkowitym odstąpieniu od tego sposobu wytwarzania energii elektrycznej. Spośród tych krajów – jedynie w Niemczech mógłby nastąpić liczący się (w skali handlu światowego) wzrost zużycia węgla.

Niemcy jednak bardzo intensywnie rozwijają energetykę odnawialną i na źródłach odnawialnych właśnie zamierzają bazować w przyszłości. Wzrost importu węgla do Niemiec będzie raczej konsekwencją likwidacji własnego górnictwa węgla kamiennego (w 2018 r.), a w mniejszym stopniu – skutkiem (stopniowego) zamykania elektrowni jądrowych. Wstępne dane za rok 2011 świadczą, że produkcja energii z węgla kamiennego była mniejsza niż w poprzednim roku (www.ag-energiebilanzen.de).

Najbardziej poszkodowana Japonia zamierza (jak na razie) tylko ograniczyć swe uzależnienie od energetyki jądrowej. Kraj ten praktycznie nie posiada własnych surowców energetycznych i musi opierać się na ich imporcie. Bez energetyki jądrowej zaspokojenie potrzeb energetycznych w horyzoncie średnioterminowym nie jest możliwe. Alternatywą dla węgla jest drogi gaz importowany (dostarczany do Japonii w postaci skroplonej, LNG). Dane BREE (tab. 3) świadczą, że w 2011 r. import węgla energetycznego do Japonii zmniejszył się, a więc nie wystąpił efekt spodziewanego wzrostu zużycia. Również w następnych latach import nie zwiększy się znacząco.

Na międzynarodowe rynki węgla energetycznego oraz poziom popytu na ten surowiec w większym stopniu będzie wpływać stan światowej gospodarki. Inwestycje zwiększające potencjał produkcyjny, podjęte przez kraje głównych światowych eksporterów węgla (jak Australia, Indonezja czy Kolumbia), a także rozwój górnictwa w nowych krajach (jak Mozambik czy Mongolia) powiększą stan nadpodaży węgla na rynkach.

Od kilku lat kluczowym czynnikiem wpływającym na popyt i ceny węgla na świecie był poziom zapotrzebowania na węgiel importowany w Chinach i Indiach. Do tych krajów już teraz trafia 26% światowego handlu węglem, a za pięć lat udział ten przekroczy 30%. Na ten rok jednak prognozy wzrostu gospodarczego w Chinach – ogłoszone w marcu 2012 przez premiera chińskiego rządu – są zdecydowanie niższe niż oczekiwano (tylko 7,5% PKB – w porównaniu do ponad 10% w poprzednich latach). Niższe są też prognozy zużycia energii elektrycznej. Tak wyraźne spowolnienie wzrostu pociągnie za sobą mniejsze zapotrzebowanie na surowce i towary, co może odbić się również na rynkach węglowych.

Zużycie węgla w krajach Unii Europejskiej spada już od 2009 roku. Odbudowa gospodarki w strefie euro nie jest spodziewana wcześniej niż pod koniec 2012 roku, ale nawet wówczas zużycie węgla pozostanie poniżej średniego poziomu z lat ubiegłych. Szybko zwiększa się bowiem udział energii odnawialnej (szczególnie w Niemczech), a polityka unijna nie jest przychylnie nastawiona do węgla.

Literatura

Bank Światowy – Commodity Prices and Price Forecast. Forecast Update Released: January 17, 2012 (http://econ.worldbank.org/).

BREE – Resources and Energy Quarterly vol. 1 nr 3, March quarter 2012, Bureau of Resources and Energy Economics (http://bree.gov.au).

Coal 2011: Energy for a new way. Wyd. German Coal Association, October 2011 (VGE Verlag GmbH, D-45219 Essen) ISSN 0343-7981.

Coal facts 2011. Edition with 2010 data. World Coal Association (http://www.worldcoal.org/resources/coal-statistics/).

Coal Information 2011 (with 2010 data). Wyd. IEA, Paryż 2011.

Coal: Medium-term market report 2011 – Market trends and projections to 2016. Wyd. IEA, Paryż (December 2011). ISBN 978-92-64-16766-7.

Deutsche Umwelthilfe. Kohlekraftwerksprojekte in Deutschland. Stand: Dezember 2011 – http://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Projektinformation/Kohlekraftwerke/DUH-Liste_Kohlekraftwerke_Uebersicht_2011.pdf

Fabian G., 2012 – Niemieckie górnictwo węgla kamiennego w 2012 roku. Nadchodzi nieuchronny koniec. Biuletyn Górniczy Nr 1–2 (1990200), styczeń-luty 2012, str. 18–20, Wyd. GIPH.

IMF – International Monetary Fund (http://www.imf.org).

Lorenz U., 2011 – Prognozy dla rynków węgla energetycznego na świecie. Polityka Energetyczna t. 11, z. 2, s. 231–248.

Restructuring electricity supply in Germany. Umwelt Bundes Amt 2011 (www.umweltbundesamt.de).

Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. (http://www.kohlenstatistik.de/).

Tracking Clean Energy Progress. Wyd. IEA 2012 (www.iea.org).

UBA (Umwelt BundesAmt) – Datenbank „Krafwerke in Deutschland". Stand: 09.09.2011 – (www.umweltbundesamt.de).

VDKI – Annual Report 2011. Facts and Trends 2010/2011 (www.kohlenimporteure.de).

WEC Japanese Member Committee – Fukushima Report No. 6. Japan's Energy: Situation One Year after Fukushima Accident. April 13, 2012.

WEO 2011 – World Energy Outlook 2011. Wyd. IEA, Paryż (November 2011), 659 s. ISBN 9789264124134 (www.ag-energiebilanzen.de).