



Leon KURCZABIŃSKI*

Prognozy zmian zapotrzebowania na węgiel energetyczny w kraju w aspekcie wdrażania dyrektyw klimatycznych

Streszczenie: Oficjalna prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030, będąca załącznikiem do „Polityki energetycznej Polski do roku 2030” zakłada w miarę łagodne zmiany w zapotrzebowaniu na kamienny węgiel energetyczny ze strony energetyki zawodowej. W dokumencie tym brak jest jednak jednoznacznych analiz, które wskazywałyby w jakim zakresie wdrażanie restrykcyjnej polityki klimatycznej wpłynie na decyzje innych użytkowników węgla, a w szczególności na ciepłownictwo, przemysł i użytkowników indywidualnych. Informacje te są ważne dla producentów węgla, szczególnie przy opracowywaniu wieloletniej strategii działania. W niniejszym referacie przedstawiono analizę wskazującą na możliwe, bardzo istotne zmiany na rynkach węgla energetycznego, zarówno w zakresie ilościowego jak i jakościowego popytu. Analiza jest efektem konsultacji i sygnałów dochodzących od konsumentów węgla w zakresie planowanych działań restrukturyzacyjnych i inwestycyjnych.

Słowa kluczowe: polityka energetyczna Polski, dyrektywy UE, rynki węgla

Forecast of steam coal demand in Poland in aspect of EU climatic directives implementation

Abstract: The official forecast of fuels and energy demand to 2030, which is the annex to „Polish Energy Policy to 2030”, assumes moderate changes in steam coal demand from public energy production sector. However, this document is lacking of unequivocal analyses which **would show** the impact of the restrictive climatic EU policy on coal consumers, and particularly on heat producing plants and household sector. This information is important for coal producers and for their strategy of development. Paper points possible, very essential changes in coal demand, both quantitative and qualitative.

Key words: energy policy of Poland, EU directives, coal consumers

* Dr inż., Katowicki Holding Węglowy SA

Wprowadzenie

Polska jest jednym z kilkunastu państw, gdzie węgiel odgrywa dominującą rolę w produkcji energii elektrycznej i ciepłej. Węgiel daje nam bardzo wysoką, trzecią pozycję w Europie w zakresie samowystarczalności energetycznej. W Polsce ponad 93% energii elektrycznej i około 80% ciepła (ogrzewanie indywidualne i sieciowe) pochodzi z węgla.

TABELA 1. Udział węgla w produkcji energii elektrycznej

TABLE 1. Share of the coal in the electric energy production

RPA	94%	Polska	93%	Chiny	81%
Australia	76%	Izrael	71%	Kazachstan	70%
Indie	68%	Czechy	62%	Maroko	57%
Grecja	55%	USA	49%	Niemcy	49%

Jest to energia uzyskiwana po najniższych kosztach (158 PLN/MW – dane dla elektrowni ciepłych za 2009 r.) – średnio około 2–2,5-krotnie tańsza od energii uzyskiwanej z gazu, paliw płynnych czy też energii odnawialnej. Podobną pozycję – to jest najtańszego surowca energetycznego – węgiel posiada w USA, RPA, Australii, Chinach, Izraelu i w innych krajach bazujących na tym paliwie.

Co prawda niektórzy specjaliści twierdzą, że w rachunku ciągłym, uwzględniając oddziaływanie na zdrowie i środowisko, węgiel jest znacznie droższy, ale w takim przypadku należałoby podobnie szacować koszty energii produkowanej z innych surowców: gazu ziemnego, ropy naftowej (razem z ostatnią katastrofą w zatoce Meksykańskiej), paliw jądrowych czy nawet spalania biomasy. Ponadto dzisiejsze technologie spalania paliw kopalnych i ochrony powietrza są na tyle skuteczne, że praktycznie do atmosfery emitowane są tylko większe lub mniejsze ilości CO₂.

I to właśnie CO₂ powoduje, że dzisiejsze – niestety często kwestionowane – dobrodziejstwo, staje się kulą u nogi.

Promowany przez Unię Europejską „antywęglowy” pakiet klimatyczny, w tym dyrektywy o handlu uprawnieniami do emisji CO₂ (ETS) oraz restrykcyjna dyrektywa o emisjach z dużych źródeł spalania (IED) spowoduje, że nasze bezpieczeństwo energetyczne, w tym konkurencyjność cenowa polskiej gospodarki, będą mocno zagrożone.

W bardzo trudnej sytuacji może się znaleźć krajowe górnictwo węgla kamiennego, głównie z powodu:

- przewidywanego, znaczącego spadku zapotrzebowania na węgiel przez dotychczasowych, głównych odbiorców,
- funkcjonowania sektora w warunkach konkurencyjnych (konkurencja krajowa i zewnętrzna).

Polskie kopalnie węgla kamiennego i brunatnego wymagają decyzji właścicielskich co do dalszego rozwoju oraz środków inwestycyjnych na restrukturyzację techniczną i udostępnienie nowych źródeł. Rozporządzenie nr 1407/2002 Komisji Europejskiej umożliwiło dofinansowanie tego typu działań, jednak do chwili obecnej (ważność tego Rozporządzenia kończy się w 2010 r.) polskie górnictwo nie doczekało się żadnych środków. W efekcie

produkcja węgla z roku na rok maleje, a ponadto pogarsza się jego jakość. W ciągu ostatnich 5 lat wydobycie kamiennego węgla energetycznego zmalało o około 20 mln ton. Warto zaznaczyć, że gdyby polityka energetyczna Polski pozostała przy obecnej strukturze węglowej, to do roku 2030 należałoby wybudować dodatkowo 5–6 dużych kopalń węgla kamiennego tylko po to, aby zaspokoić wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną – bez uwzględnienia potrzeb ciepłownictwa i przemysłu.

1. Krajowi użytkownicy węgla kamiennego

W 2009 roku górnictwo węgla kamiennego sprzedało ogółem ponad 72 955 tysięcy ton tego surowca i było to o około 10 milionów ton mniej niż rok wcześniej. Na rynku krajowym ulokowano ponad 64 217 tys. ton, w tym węgla energetycznego ponad 57 mln ton. Jednocześnie do Polski zaimportowano ponad 10 200 tys. ton, w tym ponad 5,5 mln ton stanowił węgiel energetyczny.

Około 61% węgla zostało zużyte w energetyce zawodowej (elektrownie, elektrociepłownie i ciepłownie), około 25% w ciepłownictwie sieciowym, przemysłowym oraz bezpośrednio w procesach produkcyjnych. Pozostała ilość w ogrzewnictwie indywidualnym oraz w małych, lokalnych kotłowniach [1].

1.1. Pozycja węgla w sektorze energetyki zawodowej

Sprzedaż węgla kamiennego do energetyki zawodowej przez krajowy sektor górniczy wahała się w ostatnich 8 latach pomiędzy 33,5 do około 42,8 mln ton/rok, a średnia wartość opałowa spalanego węgla to około 21,3 MJ/kg, w tym około 20% tego węgla służy do produkcji ciepła sieciowego przemysłowego.

Natomiast według raportów Centrum Informacji o Rynku Energii (CIRE) oraz Agencji Rynków Energii (ARE), energetyka zużyła w ostatnich latach następujące ilości węgla:

- rok 2006 – 45,14 mln ton,
- rok 2007 – 45,7 mln ton,
- rok 2008 – 42,9 mln ton,
- rok 2009 – 40,1 mln ton.

Wskazuje to na posiłkowanie się przez krajową energetykę węglem z importu.

Udział Katowickiego Holdingu Węglowego w dostawach do elektroenergetyki zawodowej i przemysłowej wynosił w 2008 roku 8 528,5 tys. ton (ok. 19,7% ogólnych dostaw) o średniej wartości opałowej około 23,5 MJ/kg.

Zaostrzające się normy emisji produktów spalania do powietrza powodują, że użytkownicy węgla, a szczególnie źródła bez instalacji do odsiarczania spalin, ukierunkowują się na spalanie węgla o zawartości siarki poniżej 0,6% oraz wartości opałowej 22–24 MJ/kg, bądź też na współspalanie węgla z biomasą.

Według Załącznika nr 2 do Polityki Energetycznej Polski do 2030 roku, przewiduje się wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną brutto ze 141 TW·h w 2010 roku do 217,4 TW·h w roku 2030. W przeliczeniu na węgiel kamienny oznaczałoby to wzrost zapotrzebowania o około 30,7 mln ton.

Ten przyrost ma być zaspokojony energią pochodzącą z następujących źródeł:

Źródło energii	Równowartość w milionach ton węgla kamiennego
Gaz ziemny	3,78
Produkty naftowe	0,47
Energia jądrowa	13,27
Energia odnawialna	12,60
Elektrownie wodne	0,43
Spalarnie odpadów	0,3
Razem	30,85

W powyższym scenariuszu, ilość węgla kamiennego stosowanego do produkcji energii elektrycznej powinna być o około 2 mln ton niższa niż obecnie. Biorąc pod uwagę fakt, że już obecnie duże źródła węglowe współspalają znaczące ilości biomasy, zużycie węgla w tym sektorze może docelowo spaść o około 5 mln ton w stosunku do roku 2010.

Z powyższych danych wynika, że duża część krajowej energetyki pozostanie na węglu, przy czym spadające na nas po roku 2012 koszty z tytułu zakupu uprawnień do emisji CO₂ (lub też koszty budowy i eksploatacji technologii bezemisyjnych, np. CCS) zagrożą kondycji finansowej nie tylko elektrowni i ciepłowni, ale również kilkunastu innym gałęziom przemysłu, w tym hutnictwu, przemyśle cementowym, wapienniczym, chemicznemu i innym. O ile – zgodnie z wynegocjowanymi derogacjami – po roku 2012 polska energetyka nie zacznie realizować (praktycznie niewykonalnego) programu inwestycyjnego, to – zgodnie z analizą Społecznej Rady Narodowego Programu Redukcji Emisji – będzie musiała płacić za prawo do emisji CO₂ około 4 miliardy euro rocznie. Skutki takich restrykcji mogą być katastrofalne.

Zależnie od cen węgla w portach ARA, w RPB (rosyjskie porty bałtyckie) oraz na granicy wschodniej i południowej (Czechy), będzie istniało zagrożenie zastępowania węgla krajowego węglem importowanym.

Szacuje się, że polski węgiel będzie konkurencyjny na terytorium całego kraju, kiedy cena węgla w portach ARA wyniesie powyżej 110–125 USD/tonę, na bazie CIF/25 MJ/kg (zależnie od kursu USD) lub powyżej 100–115 USD/tonę w RPB lub CIF – granice lądowe Polski.

1.2. Ciepłownictwo

Polska należy do krajów UE, które posiadają jeden z najbardziej rozbudowanych systemów ciepłowniczych zabezpieczających dostawę ciepła i ciepłej wody (drugi po Islandii i na poziomie Danii).

W Polsce, w 2008 roku funkcjonowały 8693 przedsiębiorstwa wytwarzające i dystrybuujące ciepło. Zużywają one rocznie około 26,4 mln ton węgla kamiennego o średniej ważonej wartości opałowej $Q_{i}^f = 21\,800$ kJ/kg i o zawartości siarki głównie poniżej 0,6(0,8)% Sektor ten jest bardzo ważnym konsumentem węgla.

Wyłączając z tej grupy elektrownie i elektrociepłownie zawodowe, pozostały rynek ciepłowniczy zużywa około 18,2 do 18,5 milionów ton/rok węgla kamiennego. Są to głównie elektrociepłownie przemysłowe, ciepłownie niezawodowe i przedsiębiorstwa produkcyjno-dystrybucyjne, będące w dużej części własnością komunalną, kotłownie lokalne i źródła odnawialne z przynależnymi sieciami przesyłowymi i dystrybucyjnymi. Wytwarzają one ciepło sieciowe, ciepłą wodę i parę technologiczną zarówno dla potrzeb komunalno-bytowych jak i przemysłowych. Sektor ten jest bardzo rozdrobniony, gdyż w grupie tej funkcjonuje ponad 7850 źródeł wytwarzania ciepła o rocznej produkcji ciepła do 50 TJ. Są to więc obiekty o mocy cieplej od kilkuset kilowatów do 10 megawatów. Zużywają łącznie około 3,4–3,9 mln ton węgla kamiennego.

W świetle przyszłych, zaostrzonych norm emisji (dyrektywy ETS i IED) przedsiębiorstwa te będą coraz bardziej zainteresowane modernizacją ukierunkowaną na czystsze paliwa i technologie, w tym na kotły retortowe pozwalające na spalanie wzbogaconych, a więc niskosiarkowych węgla kamiennych (nowa kotłownia w Tychach na bazie trzech kotłów retortowych o łącznej mocy 5,4 MW) i na produkcję taniego ciepła.

Brak alternatywy i możliwości spełnienia wymagań ekologiczno-technologicznych, stawianych przez te ciepłownie, skutkować będzie ich przechodzeniem na produkcję ciepła z gazu ziemnego, energii odnawialnej (biomasa i biogaz, energia słoneczna i geotermalna) i z procesów spalania odpadów komunalnych.

1.2.1. Pozycja węgla kamiennego w ciepłownictwie

Struktura zużycia paliw w ciepłownictwie sieciowym wynosi:

- paliwa stałe (głównie węgiel kamienny) – 79%,
- paliwa płynne – 9%,
- gaz ziemny – 5%,
- biomasa i inne odnawialne – 4%,
- inne – 3%.

Najwyższy udział mocy zainstalowanej i osiągalnej posiadają przedsiębiorstwa ciepłownicze województwa śląskiego (ponad 18%), mazowieckiego (ponad 14% z około 75 000 mw) oraz małopolskiego (ponad 10%). Łącznie te trzy województwa produkują ponad 46% ciepła.

Stan techniczny kotłów ciepłowniczych jest zróżnicowany, jednak na ogół urządzenia te są przestarzałe.

Głównymi czynnikami, które mogą wpłynąć na poziom zużycia węgla kamiennego w ciepłownictwie są:

- ograniczenie strat przesyłowych o około 25–30%. Obecnie wskaźnik strat przesyłowych wynosi 12,8%, co stanowi równowartość 1,75 mln ton węgla/rok,
- wzrost efektywności wytwarzania ciepła, a głównie zwiększenie udziału technologii kogeneracyjnych (oszczędność ok. 25–30% paliwa),
- plany rozbudowy ciepłownictwa opartego na OZE jako skutecznej obrony przed pakietem klimatycznym – potencjalne możliwości to około 320 PJ, co odpowiada około 14 milionom ton węgla na rok,
- wykorzystanie ciepła ze spalarni odpadów komunalnych – około 21 PJ, tj. około 1 mln ton/rok,

- termoizolacja i wzrost efektywności odbioru energii w budownictwie – około 100 PJ = około 4,5 mln ton węgla (obniżenie wskaźnika sezonowego zużycia energii na cele grzewcze ze 170 kW·h/m²rok do poniżej 100–80 kW·h/m²rok),
- obostrzenia ekologiczne wynikające z Dyrektyw LCP (IED) w zakresie emisji SO₂, NO_x i pyłów oraz EU ETS (CO₂), które zmuszą pracujące na węglu źródła już o mocy 20 MW do poniesienia olbrzymich kosztów inwestycyjnych i opłat za emisję, na które tych ciepłowni nie stać i które mogą podnieść koszty wytwarzania ciepła nawet o 25 zł/GJ. Planuje się ponadto, że instalacje małe, które nie będą objęte systemem, powinny zostać włączone w inne mechanizmy (np. fiskalne), umożliwiające utrzymanie stanu równowagi konkurencyjnej na rynku wytwarzania ciepła.

Zakłada się, że nawet uwzględniając rozwój rynków ciepła o około 30%, przy coraz niższym energetycznym standardzie wykorzystania tego ciepła (już dziś wskaźnik ten wynosi około 80 kW·h/m²rok i ciągle maleje) w roku 2020 zapotrzebowanie na nie spadnie zamiast zgodnie z trendami rozwojowymi rosnąć [2]. Przewiduje się również zmianę struktury zużycia paliw z tendencją niekorzystną dla węgla kamiennego.

W najbardziej korzystnym dla górnictwa scenariuszu, spadek zużycia węgla kamiennego w ciepłownictwie może osiągnąć po 2020 roku poziom 6–7 milionów ton/rok. W scenariuszu restrykcyjnym może to być nawet 15 milionów ton/rok.

Jak podkreślają ciepłownicy, od 2013 roku uprawnienia do emisji staną się takim samym surowcem produkcyjnym jak paliwa. Im mniej emisyjna będzie produkcja ciepła, tym lepsza będzie jego pozycja na rynku (w tym również cenowa) i lepsza akceptowalność przez odbiorców.

1.3. Rynek komunalno-bytowy i ogrzewnictwo indywidualne

Przybliżona struktura pokrycia potrzeb sektora komunalno-bytowego na ciepło do ogrzewania i produkcję ciepłej wody przedstawia się następująco:

- ciepło sieciowe z EC i ciepłowni – 53,0% (udział węgla 79%),
- lokalne kotłownie opalane węglem i koksem – 17,4%,
- kotły i piece węglowe – 25,9%,
- lokalne kotłownie opalane olejem lub gazem – 3,0%,
- elektryczne ogrzewanie akumulacyjne – 0,7%.

Poza ciepłem sieciowym, do ogrzewania gospodarstw domowych (indywidualnie lub poprzez małe lokalne kotłownie) zużywa się rocznie około 11,52 miliona ton sortymentów grubych, średnich i miałowych, w tym:

- około 6537 tys. ton sortymentów grubych,
- około 2182 tys. ton sortymentów średnich (w tym ponad 1050 tys. ton kwalifikowanych paliw węglowych),
- około 2800 tys. ton miałów węglowych.

Biorąc pod uwagę fakt, że około 79% ciepła sieciowego produkowane jest z węgla – ten nośnik energii posiada dominującą pozycję w strukturze paliwowej omawianego sektora.

Należy podkreślić, że według sprawozdań URE na 6,3 mln odbiorców gazu ziemnego około 6,111 mln to gospodarstwa domowe. Stanowi to około 58% ogólnej ilości gospo-

darstw. Na uwagę zasługuje jednak fakt, że tylko 10% gospodarstw, które posiadają dostęp do gazu stosuje go do celów grzewczych [3]. Reszta używa go przede wszystkim do gotowania i do przygotowania ciepłej wody, ogrzewając domy m.in. węglem, którego zużycie w tych gospodarstwach ocenia się na ponad 3,9 mln ton, a więc ponad połowę zużycia węgla opałowego.

Są to głównie wysokojakościowe, grube i średnie sortymenty handlowe, otrzymywane w procesie wzbogacania urobku surowego, o następujących parametrach:

- typ węgla: 31.1, 31.2, 32.1, 32.2, 33,
- wartość opałowa w stanie roboczym: 24 do 31 MJ/kg,
- zawartość popiołu w stanie roboczym: 3–10%,
- zawartość siarki całkowitej: 0,4–0,8%,
- zawartość wilgoci całkowitej: <8%.

Pomimo wysokich parametrów jakościowych tych węgli, są one jeszcze w wielu gospodarstwach spalane w przestarzałych piecach i kotłach CO, o sprawności wytwarzania ciepła na poziomie 25 do 60%. Jest to główną przyczyną powstawania niskiej emisji oraz wysokich kosztów ogrzewania. Często w tego typu piecach współspala się z węglem substytuty paliw i odpady komunalne.

Najwięcej gospodarstw ogrzewanych jest węglem w województwach: mazowieckim (około 530 000), małopolskim i śląskim (po ponad 360 000), a następnie wielkopolskim oraz lubelskim (po ponad 270 000 gospodarstw domowych). Łącznie, około 7 mln gospodarstw domowych jest przystosowanych do spalania paliw stałych, w tym węgla kamiennego.

Przewiduje się, że na zużycie i na jakość węgla opałowego w tym sektorze będą miały wpływ:

- stopień restrykcyjności opracowywanych norm emisji z małych i średnich źródeł wytwarzania ciepła,
- polityka pomocowa państwa,
- zakres wdrażania niskoemisyjnych kotłów węglowych,
- konkurencyjność cenowa węgla względem innych nośników energii (wprowadzenie podatku akcyzowego od 2012 roku).

Szacuje się, że ilość węgla opałowego w sektorze komunalno-bytowym może pozostać na obecnym poziomie, ale popyt zostanie ukierunkowany na kwalifikowane paliwa węglowe: groszkowe i miałowe, o wysokich parametrach jakościowych, przeznaczone do niskoemisyjnych i wysokosprawnych (>80%) kotłów retortowych [4, 5].

W wersji niekorzystnej dla węgla, jego zużycie w sektorze komunalno-bytowym może być niższe (w 2020 r.) o około 3–4 mln ton.

Podsumowanie

Zaostrzające się normy emisji produktów spalania do powietrza spowodowały radykalne zmiany w zapotrzebowaniu na jakość spalanego węgla. Zarówno energetyka zawodowa, jak i ciepłownictwo – a szczególnie źródła, które nie posiadają instalacji do odsiarczania spalin – deklarują chęć zakupów węgla o zawartości siarki poniżej 0,6%. Ponadto energetyka, spalająca przez wiele lat wysoko zapopielone gatunki węgla (17–20 MJ/kg), sukcesywnie zwiększa zakupy węgla o wyższej wartości opałowej, to jest 22–24 (25) MJ/kg.

W przypadku małych kotłowni i ogrzewnictwa indywidualnego, przygotowywane normy emisji – jeżeli uwzględnia możliwość spalania węgla, to zalecą jego spalanie w dostępnych dziś technikach niskoemisyjnych, o sprawności powyżej 80%. Wymagać to będzie zwiększenia produkcji paliw kwalifikowanych, o wysokich parametrach jakościowych: o wartości opałowej powyżej 26 MJ/kg, zawartości siarki poniżej 0,6% oraz zawartości popiołu poniżej 10%.

Restrykcyjność tzw. pakietu klimatycznego – w tym dyrektywy EU ETS oraz IED – mogą spowodować znaczącą redukcję zapotrzebowania na węgiel kamienny w perspektywie do roku 2020–2030:

Wyszczególnienie	Scenariusz łagodny [mln ton/rok]	Scenariusz restrykcyjny [mln ton/rok]
Energetyka zawodowa	2	5
Ciepłownictwo	6	15
Ogrzewnictwo indywidualne	–	4
Razem – redukcja zapotrzebowania na węgiel	8	24

Oznacza to możliwość redukcji zapotrzebowania na węgiel energetyczny nawet do poziomu 40 mln ton/rok.

Literatura

- [1] Kurczabiński L., 2009 – Analiza rynków węgla kamiennego energetycznego w świetle polityki energetycznej Polski do roku 2030 oraz uwarunkowań prawnych wynikających z wdrażania rozporządzeń i dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady Europy. Materiały własne, prezentacja dla CEEP. Bruksela.
- [2] Regulski B., 2009 – Potencjalne skutki pakietu klimatyczno-energetycznego dla ciepłownictwa i odbiorców ciepła. Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie, Warszawa.
- [3] Buńczyk A., Daniluk A., 2003 – Energetyka ciepła w Polsce – wstępne wyniki badań. Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki, nr 6, Warszawa.
- [4] Kurczabiński L., 2006 – Kwalifikowane paliwa węglowe dla nowoczesnych, niskoemisyjnych kotłów w ogrzewnictwie komunalno-bytowym i w ciepłownictwie. Konferencja naukowo-techniczna: Produkcja energii z biomasy i węgla a zrównoważony rozwój gminy, Ustroń.
- [5] Kurczabiński L., 2007 – Strategia marketingowa produktów EKORET i EKO-FINS. Kwalifikowane paliwa węglowe, KHW SA Katowice.