

Adam GAJDA*, Wanda BARC*, Wojciech JAWORSKI**

O kierunkach rozwoju wydobycia paliw stałych w kontekście zaostrzania wymagań ekologicznych dla energetyki zawodowej

SŁOWA KLUCZOWE: energetyka, węgiel kamienny, węgiel brunatny, ekologia, handel emisjami

Wprowadzenie

Od kilku lat obserwuje się w Europie systematyczne zaostrzenie wymagań ekologicznych. Podobne tendencje widać również w Polsce. Wytwarzanie energii wiąże się z dużą emisją zanieczyszczeń. Stąd też wprowadza się coraz ostrzejsze normy emisji dla źródeł tego sektora (Gajda, Jaworski 1999; Gajda, Barc 1999), wymusza się zwiększanie produkcji energii ze źródeł odnawialnych (Poręba i in. 2001) oraz dąży do coraz bardziej efektywnego wytwarzania i wykorzystywania energii. Poniżej wyszczególniono najistotniejsze dokumenty, które pośrednio (w postaci globalnych zobowiązań krajowych) lub bezpośrednio (konkretne normy emisji) nakładają (lub nałożą) na energetykę obowiązki w zakresie ograniczania emisji do powietrza.

Konwencje i umowy międzynarodowe

1. Traktat Karty Energetycznej oraz Protokół Karty Energetycznej dotyczący efektywności energetycznej i odnośnych aspektów ochrony środowiska, podpisany przez Polskę w grudniu 1994 r.

* Mgr inż., ** Dr inż. — Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA, Biuro Strategii i Rozwoju, Warszawa.

Recenzował prof. dr hab. inż. Roman NEY

Jest to dokument strategiczny, w którym Państwa—Strony Traktatu uznały za konieczne zintensyfikowanie współpracy w dziedzinie efektywności pozyskiwania i wykorzystywania paliw i energii oraz związanej z tym ochrony środowiska.

2. Konwencja w sprawie transgranicznego zanieczyszczenia powietrza na dalekie odległości z 13 listopada 1979 r. — tzw. Konwencja Genewska. W Polsce weszła w życie 17.10.1985 r. (Dz.U. nr 60 z 1985 r.).

Szczegółowe zobowiązania (w tym normy dla indywidualnych źródeł i globalne limity emisji) dla Państw—Stron Konwencji zostały zawarte w protokołach. Najważniejsze dla energetyki to:

- ◆ Protokół w sprawie dalszego ograniczania emisji siarki (Oslo 1994 r.) — tzw. II Protokół Siarkowy. Protokół zobowiązuje Polskę do dalszego obniżenia emisji SO₂, ustalając limity do roku 2010 oraz zalecenia i wymagania w zakresie norm emisji dla źródeł istniejących i nowych;
- ◆ Protokół w sprawie metali ciężkich (Aarhus 1998 r.). Zobowiązania w nim zawarte dotyczą ograniczenia łącznej emisji do powietrza kadmu, ołowiu i rtęci z terytorium danego kraju oraz wprowadzenia norm emisji tych metali i pyłu;
- ◆ Protokół w sprawie przeciwdziałania zakwaszaniu, eutrofizacji i ozonowi przyziemnemu — tzw. II Protokół Azotowy (Goeteborg 1999). Protokół zawiera zobowiązania do redukcji emisji tlenków azotu, dwutlenku siarki, lotnych związków organicznych będących utleniaczami fotochemicznymi oraz ozonu troposferycznego.

Wymagania w zakresie norm emisji SO₂ i NO_x dotyczą zarówno istniejących, jak i nowych źródeł emisji.

Normy dla źródeł istniejących w krajach o transformującej się gospodarce będą obowiązywać w osiem lat po wejściu w życie protokołu (czyli nie wcześniej niż w latach 2008—2010). W protokole został też zapisany obowiązek stosowania najlepszej dostępnej techniki (BAT).

Wszystkie powyższe protokoły Polska podpisała, lecz jeszcze nie ratyfikowała.

3. Ramowa Konwencja Narodów Zjednoczonych w Sprawie Zmian Klimatu podpisana w Rio de Janeiro 5 czerwca 1992 r. Konwencja weszła w życie dla Polski 26 października 1994 r. (Dz.U. nr 53 z 1996 r.).

Głównym zobowiązaniem dla Polski było ustabilizowanie do roku 2000 rocznej emisji gazów cieplarnianych na poziomie roku 1998. Polska zobowiązana jest także do opracowania, wdrożenia i kontroli realizacji krajowej strategii redukcji emisji gazów cieplarnianych. Musi także składać raporty dotyczące inwentaryzacji emisji oraz raporty o wypełnianiu zobowiązań. Szczegółowe zobowiązania po roku 2000 zawiera Protokół z Kioto (grudzień 1997 r.).

Protokół zobowiązuje Polskę do redukcji ładunku emisji gazów cieplarnianych w latach 2008—2012 o 6% w stosunku do roku bazowego (1988 r.). Dla rozszerzenia możliwości i wspomagania spełnienia nałożonych zobowiązań dopuszczono w nim stosowanie dodatkowych, elastycznych mechanizmów ekonomicznych, takich jak: handel emisjami, wspólna realizacja projektów (Joint Implementation) i mechanizm czystego rozwoju (Clean Development Mechanism — CDM) (Barc, Jaworski 1999).

Dyrektywy Unii Europejskiej

Polska w procesie negocjacji przedakcesyjnych z Unią Europejską przyjęła zobowiązanie o wprowadzeniu do prawodawstwa polskiego przepisów prawa unijnego w obszarze „Środowisko”. Z tego obszaru za najistotniejsze dla energetyki należy uznać:

- ◆ Dyrektywę 88/609/EWG w sprawie ograniczenia emisji z niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych źródeł energetycznego spalania paliw z dnia 24 listopada 1988 r. Dyrektywa określa w obszarze UE krajowe limity emisji NO_x i SO₂ dla źródeł istniejących w określonych przedziałach czasowych do 2003 r. włącznie oraz normy emisji NO_x, SO₂ i pyłów dla źródeł nowych, dla których pozwolenie na budowę lub użytkowanie zostało wydane po 30 czerwca 1987 r.;
- ◆ Dyrektywę 2001/77/EC w sprawie promocji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych na wewnętrznym rynku energii elektrycznej oraz nie będące dotychczas przedmiotem negocjacji, uchwalone przez Parlament Europejski i Radę Ministrów UE;
- ◆ Dyrektywę w sprawie ograniczenia emisji z niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych źródeł energetycznego spalania paliw, przyjęta we wrześniu 2001 r. przez Parlament Europejski (jeszcze nie opublikowana, a zatem bez numeru). Dyrektywa ta zastępuje Dyrektywę 88/609/EWG. Wprowadza zaostrzone standardy emisji SO₂, NO_x i pyłu dla źródeł nowych, uruchomionych w dniu lub po 1 stycznia 2000 r. Wprowadza również regulacje, dotyczące źródeł istniejących. Zmiany mają na celu uwzględnienie postępu technicznego jaki nastąpił w sektorze dużych źródeł energetycznego spalania paliw w ciągu ostatnich 15 lat;
- ◆ Dyrektywę w sprawie krajowych limitów emisji niektórych zanieczyszczeń powietrza, przyjętą przez Parlament Europejski również we wrześniu 2001 r. Dyrektywa określa dla krajów UE poziomy emisji SO₂, NO_x, lotnych związków organicznych i amoniaku, które należy osiągnąć w 2010 r.

Przyjęcie obu tych dyrektyw do polskiego prawa ekologicznego będzie jeszcze przedmiotem negocjacji przed przystąpieniem do UE, chociaż negocjacje w obszarze „Środowisko” zostały wstępnie zamknięte w październiku 2001 r.

Przepisy krajowe

- ◆ Ustawa — Prawo ochrony środowiska.
- ◆ Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 15 grudnia 2000 r. w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, a także ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz zakresu tego obowiązku. Rozporządzenie określa m.in. rosnący do 7,5% w 2010 roku udział energii odnawialnej w krajowym zapotrzebowaniu energii (Poręba, Barc, Gajda, Jaworski 2001).
- ◆ Rozporządzenia Ministra Ochrony Środowiska, Zasobów Naturalnych i Leśnictwa z dnia 28 kwietnia 1998 r. w sprawie dopuszczalnych wartości stężeń substancji zanieczyszczających w powietrzu. Na mocy rozporządzenia możliwe jest zaostrożenie ogólnie obowiązujących norm emisji dla określonych źródeł, powodujących przekroczenia dopuszczalnych wartości stężeń substancji zanieczyszczających w powietrzu na obszarze ich oddziaływania.

- ◆ Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 30 lipca 2001 r. w sprawie wprowadzania do powietrza substancji zanieczyszczających z procesów technologicznych i operacji technicznych. Rozporządzenie to zastępuje rozporządzenie MOŚZNiL z dnia 8 września 1998 r. W szerszym zakresie dostosowuje polskie przepisy ochrony środowiska do przepisów UE. W części dotyczącej dużych źródeł energetycznego spalania paliw podtrzymuje wielkości norm emisji dla źródeł istniejących i nowych na poziomie poprzedniego rozporządzenia. Dla zrównania z przepisami unijnymi (Dyrektywa...) wprowadza kategorię źródeł, dla których decyzję o pozwoleniu na budowę wydano po dniu 30 czerwca 1987 r. Jest to podstawowy akt prawny, określający ograniczenia co do emisji zanieczyszczeń do powietrza dla źródeł energetycznego spalania paliw.

1. Modernizacje ekologiczne w energetyce zawodowej

W energetyce zawodowej na początku lat dziewięćdziesiątych rozpoczęto realizację szerokiego programu modernizacji proekologicznych, ograniczających emisję zanieczyszczeń do powietrza. Energetyka podjęła dobrowolne zobowiązanie ograniczenia łącznej emisji SO_2 z sektora do 700 tys. Mg/rok w 2010 r. (Burakowski, Gajda, Poręba 1995), co potwierdzono w przyjętym w 1996 r. przez ministrów MOŚZNiL i MPiH „Programie redukcji emisji SO_2 z energetyki zawodowej”.

W wyniku realizacji programu polskie elektrownie powinny w większości spełniać obecne i przyszłe polskie oraz międzynarodowe wymagania ekologiczne. Dzięki wprowadzonej przez PSE SA procedurze kontraktów długoterminowych na dostawę mocy i energii elektrycznej, zawieranych na bazie konkursu ofert producentów energii, od 1994 r. nastąpiło poszerzenie skali zaprogramowanych wcześniej przez przedsiębiorstwa wytwarzania przedsięwzięć inwestycyjnych. Kontrakty te stanowiły gwarancję dla banków, umożliwiając uzyskanie kredytów na realizację objętych nimi zadań modernizacyjnych, technologicznych i ekologicznych (Gajda, Barc, Jaworski 2001).

Zakres mocy poddanych modernizacjom ekologicznym w elektrowniach systemowych o sumarycznej mocy zainstalowanej w 1999 roku 24 580 MW_e przedstawiono w tabeli 1.

TABELA 1. Modernizacje ekologiczne w elektrowniach

TABLE 1. Ecological modernizations in power plants

Paliwo	SO_2 [%]	NO_x [%]	Pył [%]	Moc zainstalowana [MW _e]
Węgiel kamienny	67,4	98,2	97,4	15 405
Węgiel brunatny	72,3	97,1	98,8	9 175
Razem	69,3	97,8	97,9	24 580

W elektrociepłowniach modernizacjom ekologicznym poddano łącznie 5140 MW_e zainstalowanej mocy elektrycznej i 11 110 MW_t mocy cieplnej, a w ciepłowniach 1800 MW_t mocy

cieplnej, Zakres modernizacji po przeliczeniu na moc ciepłą zawartą w paliwie wprowadzanym do kotłów parowych i wodnych przedstawiono w tabeli 2.

TABELA 2. Modernizacje ekologiczne w elektrociepłowniach i ciepłowniach

TABLE 2. Ecological modernizations in CHP and heat plants

SO ₂ [%]	NO _x [%]	Pył [%]	Moc w paliwie [MW _e]
38	67	68	32 755

Nakłady na powyższe modernizacje ekologiczne (na poziomie cen 2000 r.), zestawiono w tabeli 3 w rozbiciu na poniesione do końca 1999 r. i planowane do poniesienia w latach 2000—2010.

TABELA 3. Nakłady na modernizacje ekologiczne

TABLE 3. Ecological investments

Wyszczególnienie	Nakłady inwestycyjne [mln zł]		
	poniesione do 1999 r.	do poniesienia od 2000 r.	razem
Odpopielanie	1 889,4	487,6	2 377,0
NO _x	1 257,0	555,8	1 812,8
SO ₂	4 342,0	3 926,2	8 268,2
Razem	7 488,4	4 969,6	12 458,0

Jak wynika z tabeli 3, największe koszty ponosi energetyka na budowę instalacji odsiarczania spalin. Stanowią one ponad 66% ogółu kosztów modernizacji ekologicznych. Stan realizacji instalacji odsiarczania spalin przedstawiono w tabeli 4.

TABELA 4. Moc wyposażona w instalacje odsiarczania spalin

TABLE 4. Capacity equipped with desulphurisation plants

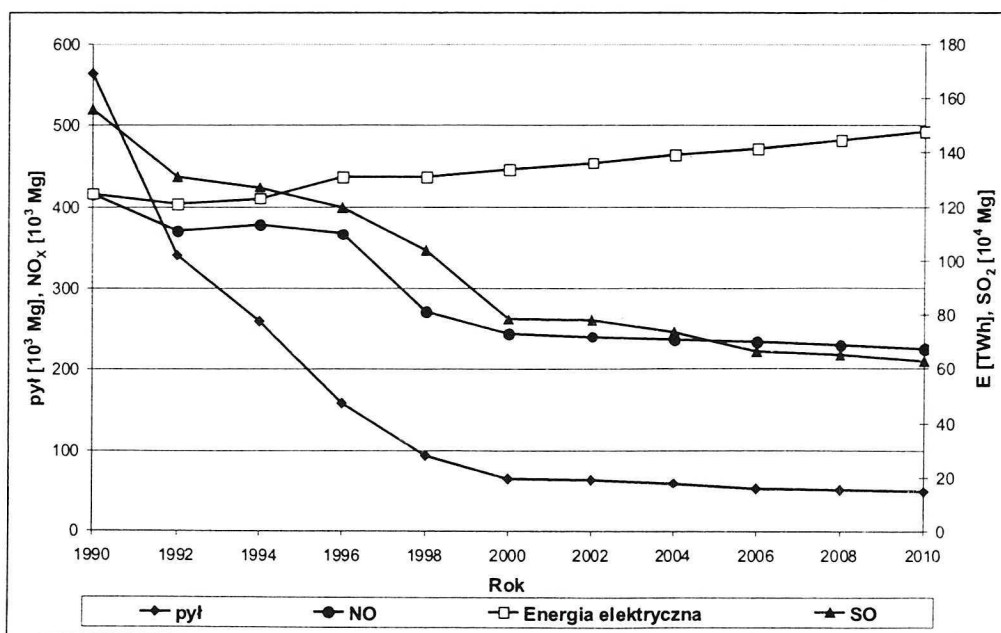
Bloki ciepłownicze i energetyczne [MW _e]	Instalacje odsiarczania [MW _e]		
	pracujące	w budowie	razem
60	60	—	60
100	200	—	200
120	890	150	1 040
200	6 160	1 150	7 310
360	3 610	720	4 330
460	—	460	460
500	535	—	535
Razem	11 455	2 480	13 935

Ponadto instalacje odsiarczania zrealizowano na kotłach parowych pracujących w układach kolektorowych z turbosespołami mniejszej mocy o sumarycznej mocy 350 MW_e.

Zainicjowana przez PSE SA procedura kontraktów długoterminowych na dostawę mocy i energii elektrycznej ze źródeł wytwarzania energetyki zawodowej przyniesie do 2006 r. w efekcie modernizacji technologicznych oraz budowy nowych mocy (w tym opartych na gazie) również redukcję emisji CO₂ o około 7 mln Mg/rok. Niezależnie od tego, systematyczne ograniczanie zużycia energii elektrycznej na potrzeby własne i strat przesyłowych przyniosły do roku 2000 redukcję emisji CO₂ ocenianą na ponad 3 mln Mg/rok.

W 2005 r. zmodernizowanych będzie około 17 000 MW_e opartej na paliwach stałych, która powinna pracować do 2020 r., co stanowić będzie 47% prognozowanej mocy zainstalowanej i około 42% w 2015 r. Jest to moc nie podlegająca w tym czasie wymianie na nowe technologie (o niskiej emisji CO₂), również ze względów ekonomicznych (ze względu na poniesione znaczące koszty modernizacji technologicznych i ekologicznych, które powinny się zamortyzować) (Gajda, Barc, Jaworski 2001).

Osiągnięte i prognozowane poziomy emisji zanieczyszczeń do powietrza stanowiące wynik podjętych działań (w tym również w zakresie poprawy parametrów węgla kamiennego) przedstawiono na wykresie (rys. 1) na tle krzywej zmian produkcji energii elektrycznej w źródłach ciepłych energetyki zawodowej.



Rys. 1. Osiągnięte i prognozowane wielkości emisji zanieczyszczeń z energetyki zawodowej

Fig. 1. Emissions from public power sector (historical and forecast)

Jednocześnie nadal jest realizowany program budowy zakładów wzbogacania węgla. Od 2006 r. nie będzie możliwe dotrzymanie zaostzonych norm emisji SO₂ przy spalaniu uzyski-

wanych w nich wzbogaconych miałów energetycznych bez dodatkowego odsiarczania. Dotychczas wykorzystywane technologie wzbogacania staną się więc niepożądanym składnikiem kosztów podwyższającym ceny węgla dla energetyki, która i tak będzie musiała budować dodatkowe instalacje odsiarczania, co w efekcie oznacza dalszy wzrost cen energii dla odbiorców (Gajda, Jaworski 1998; Gajda, Barc, Jaworski 2001).

Autorzy materiału wielokrotnie, w tym na forum konferencji dotyczących surowców energetycznych, podkreślali brak koordynacji i spójności działań prowadzących do ograniczenia emisji SO₂, podejmowanych w sektorze górnictwa węgla kamiennego i energetyki zawodowej.

2. Węgiel kamienny — prognozy zapotrzebowania

Przyjęte przez Rząd RP w lutym 2000 r. „Założenia polityki energetycznej Polski do roku 2020” (Założenia... 2000) we wszystkich rozważanych scenariuszach makroekonomicznego rozwoju kraju przewidują stopniowy spadek zapotrzebowania na węgiel kamienny na rzecz wzrostu zapotrzebowania na gaz ziemny oraz paliwa odnawialne (biogaz, biomasa, woda, wiatr, geotermia i słońce). Wydobycie węgla brunatnego określa się natomiast jako stabilne. Biorąc jednak pod uwagę przewidywany wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną i pozostałe nośniki energii, udział paliw stałych w zużyciu finalnym pozostanie w Polsce nadal wysoki.

Ostatnio przedstawianą w analizach makroekonomicznych i dokumentach rządowych strukturę paliwową krajowego zużycia energii pierwotnej w okresie do 2020 r. zestawiono w tabeli 5, ograniczając się do paliw „energetycznych” (Opracowanie... 1999), przy czym wielkość krajowego zużycia węgla kamiennego w jednostkach masowych oceniana jest w nich różnie, co przedstawiono w tabeli 6.

TABELA 5. Struktura paliwowa zużycia energii pierwotnej w Polsce

TABLE 5. Primary energy use in Poland

Paliwo	Energia pierwotna [PJ/a]			
	2005	2010	2015	2020
Węgiel kamienny	2 516	2 200	2 370	2 330
Węgiel brunatny	491	555	572	533
Gaz	603	992	1 111	1 275
Odnawialne	127	121	169	105
Zużycie krajowe	4 770	5 060	5 540	5 690

Warto tutaj zwrócić uwagę na dość istotne rozbieżności pomiędzy wymienionymi dokumentami rządowymi w prognozach zapotrzebowania krajowego, dochodzące do 10 mln Mg w 2020 r. Ponieważ stwierdza się, że „eksport należy traktować jako wielkość ubezpieczającą zapotrzebowanie krajowe i umacniającą bezpieczeństwo energetyczne kraju”, istotnego znaczenia nabiera tutaj zachowanie niezbędnych mocy produkcyjnych, w tym również zatrudnienia,

TABELA 6. Prognozy produkcji i krajowego zużycia węgla kamiennego [mln Mg]

TABLE 6. Hard coal production and use forecasts

Wyszczególnienie		Lata			
		2005	2010	2015	2020
Reforma górnictwa w latach 1998—2002 (lipiec 1998 r.)	Wydobycie	101	90	85	80
	Eksport	14	10	10	10
	Import	2	2	2	2
	Zapotrzebowanie	89	82	77	72
Założenia polityki energetycznej do 2020 r. — scenariusz odniesienia (luty 2000 r.)	Wydobycie	101	90	85	80
	Eksport	11,7	7,7	3,1	0,1
	Import	2,0	2,0	2,0	2,0
	Zapotrzebowanie	91,3	84,3	83,9	81,9

adekwatnych do w pełni zweryfikowanych, wieloletnich prognoz wydobycia węgla. Prognozę zapotrzebowania energetyki zawodowej na węgiel kamienny przedstawiono w tabeli 7. W celu uzyskania niezbędnych wielkości zapotrzebowania w pozycjach 2—4 tabeli posłużono się dostępnymi prognozami zmian struktury paliwowej wytwarzania, wielkości produkcji energii elektrycznej i ciepłej w elektrociepłowniach zawodowych oraz produkcji energii elektrycznej przez elektrownie na węglu brunatnym i energetykę przemysłową.

TABELA 7. Prognozy zapotrzebowania energetyki zawodowej na węgiel kamienny

TABLE 7. Public utility sector demands for hard coal forecasts

Lp.	Wyszczególnienie	Zapotrzebowanie [mln Mg]			
		2005	2010	2015	2020
1.	Założenia polityki energetycznej do 2020 r. (scenariusz odniesienia)	49,6	51,2	53,0	53,1
2.	Reforma górnictwa w latach 1998—2002	—	44,7—47,3 ¹	—	—
3.	Redukcja emisji gazów ² cieplarnianych do 2020 r. (scenariusz bazowy)	46,1	45,6	52,1	40,1
4.	Autorzy ³	44,8	47,0	39,7	37,8

¹ Zapotrzebowanie obliczono przy przewidywanym w dokumencie udziale węgla kamiennego w produkcji energii elektrycznej w 2010 r. na poziomie 50%. Przyjęto przedział prognoz wielkości produkcji energii elektrycznej 178—192,5 TW·h.

² Zapotrzebowanie obliczono posilując się różnymi zestawami danych ujętych w dokumencie.

³ Zapotrzebowanie obliczono uwzględniając prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną (wariant górny) ujęte w opracowanym przez PSE SA w 2000 r. planie rozwoju z ekstrapolacją na 2020 r. oraz zakładany rozporządzeniem MG rozwój źródeł odnawialnych.

Jak wynika z tabeli 7, prognozy zapotrzebowania na węgiel kamienny nie różnią się zasadniczo do roku 2010, uwzględniając ustalony rozporządzeniem MG z dnia 15 grudnia 2000 r. (Poręba i in. 2001) rozwój źródeł odnawialnych, nie mający odzwierciedlenia we wcześniejszych dokumentach i opracowaniach (pozycje 1—3). Oszczędność węgla kamiennego z tego tytułu wynosi około 0,5 mln Mg w 2005 r. i 3,0 mln Mg w 2010 r., biorąc pod uwagę proporcję udziału paliw stałych w produkcji energii elektrycznej.

Znaczące rozbieżności w wielkości zapotrzebowania występują w dalszych latach, szczególnie 2015—2020. Są one wynikiem nieuwzględnienia zmian wielkości prognoz wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną (korygowanych w dół) w ostatnich 2—3 latach, likwidacji części starych źródeł wytwarzania, zwłaszcza do 2010 r. (wymogi ekologiczne) oraz kończeniem się czasu życia znaczącej części, modernizowanych technologicznie w ramach kontraktów długoterminowych, węglowych bloków energetycznych, głównie w latach 2017—2020.

Jednocześnie zaostrzane są nadal krajowe i międzynarodowe wymagania ekologiczne w zakresie indywidualnych norm emisji pyłu, NO_x, SO₂, metali ciężkich i lotnych związków organicznych, jak i globalnych ładunków tych zanieczyszczeń. W latach 2008—2010 istniejące węglowe źródła wytwarzania (uruchomione przed 1 lipca 1987 r.) zostaną objęte zaostrzaniem obecnie w Unii Europejskiej regulacjami (Directive... 2001), co poważnie ograniczy ich możliwości produkcyjne lub wymusi ich częściową likwidację.

Analizując dokumenty i opracowania dotyczące polityki paliwowo-energetycznej i ekologicznej dla Polski odnosi się wrażenie, że są one niespójne, niejednoznaczne i nie biorą w sposób kompleksowy pod uwagę wymagań ekologicznych, które mają coraz większy wpływ na model gospodarki paliwowo-energetycznej. Dokumenty te w skali makroekonomicznej oparte były także, jak się obecnie okazuje, na zbyt optymistycznych prognozach wzrostu PKB, co również wymaga weryfikacji.

Występujące rozbieżności w prognozach zapotrzebowania na węgiel kamienny, a w tym przez energetykę zawodową, wskazują po raz kolejny na potrzebę pilnego opracowania kompleksowej analizy w zakresie zapotrzebowania na paliwa w sektorze elektroenergetycznym, uwzględniając skutki i oceniając możliwości sprostania wymogom ekologicznym oczekującym nas w okresie najbliższych 20 lat. Analiza taka winna być wykonana wspólnie przez sektor paliwowy i elektroenergetyczny. Na jej tle, po uwzględnieniu zapotrzebowania pozostałych sektorów gospodarczych, uwzględniając również wymogi ekologiczne, powinien być dopiero opracowany spójny, kolejny etap programu restrukturyzacji górnictwa.

Wydaje się też konieczne równoległe opracowanie prognoz ostrzegawczych, przyjmujących skrajne uwarunkowania zewnętrzne, np.:

- ◆ znaczącą redukcję emisji CO₂ do 2020 r. (np. 40%, co postulowane jest w niektórych kręgach politycznych UE),
- ◆ brak gazu lub znaczący wzrost jego cen,
- ◆ możliwości importu „czystej” energii elektrycznej.

3. Wymagana jakość paliw stałych w świetle norm emisji zanieczyszczeń ze spalania

3.1. Węgiel kamienny

Podstawę do analizy tego paliwa stanowiły uśrednione dane o sprzedaży miałów energetycznych w I kwartale 2001 r. w ogólnej ilości 15 476 tys. Mg, w klasach wartości opałowej 19—23 MJ/kg, o zawartości siarki 0,4—1,3%, popiołu 12,7—24,4% i wilgotności 6,7—21,3%, przy rozpiętości cenowej 102,4—159,4 zł/Mg.

Przy spalaniu miałów węglowych o wartości opałowej 20—22 MJ/kg, emisja CO₂ jest praktycznie stała i wynosi 93—95 kg/GJ. Podobnie jest z emisją NO_x. Największym problemem staje się zatem emisja SO₂, której koszt redukcji jest w energetyce znaczący. Pewnym problemem jest również emisja pyłów i metali ciężkich.

O wielkości emisji pyłów, metali ciężkich i SO₂ decyduje zawartość siarki, popiołu i związków metali w węglu oraz jego wartość opałowa, a dalej — sprawność procesów spalania i instalacji oczyszczających spaliny.

Nasuwa się więc pytanie, czy i jakim kosztem sektor węgla kamiennego, wykorzystując technologie głębokiego wzbogacania węgla, może zapewnić energetyce dostawę paliwa gwarantującego dotrzymanie obecnych i przyszłych norm emisji, a także czy może odegrać aktywną rolę na przygotowywanym w Polsce rynku handlu emisjami SO₂?

Dla uzyskania odpowiedzi na te pytania należy ustalić obecną charakterystykę emisyjności węgla energetycznego w dużej części wzbogaconego w wybudowanych znacznym kosztem zakładach jego wzbogacania. Moc przerobowa już eksploatowanych i budowanych do 2002 r. zakładów wzbogacania i odsiarczania miałów węglowych ma osiągnąć, zgodnie z założeniami „Reformy górnictwa węgla kamiennego w latach 1998—2002” (Barc, Jaworski 1998), wielkość 28,1 mln Mg. Trzeba przy tym pamiętać, że energetyka zawodowa zrealizowała już w ponad 80% przyjęty program redukcji emisji SO₂ o całkowitych, projektowanych nakładach 1,95 mld USD, obejmujący ponad 14 000 MW_e mocy zainstalowanej (Burakowski, Gajda, Poręba 1995; Gajda, Barc, Jaworski 2001).

Średnie wielkości emisji SO₂ w zależności od zawartości siarki w węglu przy średniej wartości opałowej 21,4 MJ/kg zestawiono w tabeli 8.

Biorąc pod uwagę przedstawioną w tabeli 9 analizowaną wielkość produkcji miałów energetycznych (obejmującą sprzedaż I kw. 2001 r.) w zależności od zawartości siarki, wyraźnie możemy wyodrębnić dwie podstawowe grupy: miały o zawartości siarki 0,6—0,7% oraz 1,0—1,3%, stanowiące ponad 75% sprzedaży.

Miały o zawartości siarki 0,6—0,7% spalane są głównie w mniejszych elektrociepłowniach i ciepłowniach, miały o zawartości siarki w przedziale 1,0—1,3% — w elektrowniach wyposażonych w instalacje odsiarczania spalin.

Grupa miałów o zawartości siarki 0,8—0,9% stanowi w znacznej części produkt zakładów wzbogacania węgla. Ma ona istotny wpływ na kształtowanie się wielkości średniej zawartości siarki w miałach spalanych przez energetykę (w latach 1999—2000 są to wielkości 0,876 i 0,864%) oraz cen węgla dla energetyki.

TABELA 8. Miałły energetyczne — emisja SO₂TABLE 8. Fine coal — SO₂ emissions

Zawartość siarki w paliwie [%]	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,3
Średnia emisja SO ₂										
[g/GJ]	355	443	539	629	729	821	942	1 036	1 131	1 225
[mg/norm. m ³]	922	1 154 ¹	1 402 ¹	1 636	1 896	2 135 ²	2 450 ²	2 696	2 940	3 185

¹ Poziom norm krajowych obowiązujących dla źródeł istniejących od 2006 r.:

— dla mocy cieplnej do 300 MW_t (1500 mg/norm. m³),

— dla mocy cieplnej >300 MW_t (1200 mg/norm. m³)

oraz nowych:

— dla mocy cieplnej od <5 do 50 MW_t (1500—1300 mg/norm. m³).

² Poziom norm krajowych (2350 i 2500 mg/norm. m³) obowiązujących dla źródeł istniejących do 2005 r. włącznie.

TABELA 9. Udział produkcji miałów w zależności od zawartości siarki

TABLE 9. Fine coal production according to the sulphur content

Zawartość siarki [%]	Produkcja [tys. Mg]	Udziały [%]
0,4—0,5	1 810	5,3
0,6—0,7	6 048	39,0
0,8—0,9	2 985	19,3
1,0—1,3	5 633	36,4
Razem	15 476	100,0

Krajowe normy emisji SO₂ dla źródeł istniejących do 2005 r. (Rozporządzenie... 2001) mogą być dotrzymane przy spalaniu 72,5% ilości oferowanych miałów energetycznych, natomiast od roku 2006 (po zaostrzeniu norm) będzie to możliwe zaledwie w odniesieniu do 10% miałów.

Znacznie mniej korzystne są te relacje dla źródeł nowych, uruchomionych po 29 marca 1990 r. Odpowiadające im normy emisji SO₂ można spełnić spalając miały, których mamy zaledwie 10%. Jednocześnie oferowane miały nie zapewniają dotrzymania norm emisji SO₂ dla dużych źródeł wytwarzania o mocach cieplnych w paliwie >50 MW_t (liniowy spadek od 850 mg/norm. m³ dla mocy 50 MW_t do 200mg/norm. m³ dla mocy ≥ 500 MW_t).

Dla źródeł wytwarzania, dla których decyzję o pozwoleniu na budowę wydano 30 czerwca 1987 r. będą obowiązywać od 1 stycznia 2003 r. normy emisji SO₂ analogiczne jak w II Protokole Siarkowym (Protokół... 1994), tj.:

— dla mocy cieplnej 50—100 MW_t — 2000 mg/norm. m³

— dla mocy cieplnej 100—500 MW_t — liniowy spadek od 2000 do 400 mg/norm. m³

— dla mocy cieplnej >500 MW_t — 400 mg/norm. m³

Normy te, zgodnie z wymogami Unii Europejskiej (nowa dyrektywa w sprawie emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych źródeł spalania — Directive... 2001), w latach

2008—2010 powinna spełniać praktycznie większość istniejących, krajowych źródeł wytwarzania.

W tej sytuacji interesujące jest zestawienie eksploatowanych w energetyce zawodowej kotłów parowych i wodnych oraz wymaganej zawartości siarki w mialach węglowych, których spalanie zagwarantowałoby dotrzymanie tych norm emisji (tab. 10).

TABELA 10. Typy kotłów energetycznych — wymagana zawartość siarki w węglu kamiennym, gwarantująca dotrzymanie norm (Rozporządzenie... 2001)

TABLE 10. Boiler types sulphur content in hard coal required for achieving emission standards

Typy kotłów	Zawartość siarki w paliwie [%]								Uwagi
	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,85	
OR-32, OR-50, ¹ OP-70, WR-25								X	Ciepłownice, Elektrociepłownice, El.: Łagisza, Siersza, Stalowa Wola, Halemba, Skawina, Miechowice, Blachownia, (nie modernizowane bloki do 120 MW _e)
OP-100, OP-120, OR75, WP-70,								X	
OP-130, OP-140, OP-150							X		
OP-210, OP-230, WP-120, WP-140						X			
OB-280, WP-200				X	X				
OP-380, OP-430		X	X						
OP-650, BP-1150, AP-1650	X								Pozostałe elektrownie na węglu kamiennym

¹ Kotły o mocy cieplnej <50 MW_t podlegają wymogom spełnienia norm emisji SO₂, gdy są podłączone do wspólnej komina, a suma ich mocy cieplnych przekroczy 50 MW_t.

Elektrociepłownice, ciepłownice i bloki energetyczne o mocy do 120 MW_e (elektryczna moc zainstalowana 7400 MW_e), wyposażone w kotły wymienione w pierwszej części tabeli, spalają rocznie około 18 mln Mg węgla kamiennego, co stanowi około 42% całkowitego zużycia węgla w energetyce zawodowej. Należy przy tym zaznaczyć, że część tych źródeł wyposażona jest już w instalacje odsiarczania spalin bądź posiada instalacje dwupaliwowe (węgiel/gaz), uniezależniając się praktycznie od konieczności pozyskiwania węgla o niskiej zawartości siarki. Stanowi to obecnie około 25% mocy zainstalowanej.

Z analizy wielkości produkcji miałów energetycznych, przy założeniu jej reprezentatywności w pełnej skali zapotrzebowania wynika, że spalanie około 55% zużywanych w energetyce miałów pozwoliłoby spełnić wymagania II Protokołu Siarkowego. Teoretycznie byłoby więc od 2008 r. zapotrzebowanie na odpowiednie paliwo dla wymienionej wyżej grupy źródeł wytwarzania. Problem jednak polega na konieczności zmian ilościowych w poszczególnych przedziałach zawartości siarki. Źródła te, aby nie budować dalszych instalacji odsiarczania, musiałyby spalać miały o zawartości siarki 0,4—0,7% i stanowić to będzie około 12—13 mln Mg rocznie. Zapotrzebowanie na miały energetyczne o zawartości siarki 0,8—0,85%, umożliwiające uniknięcie budowy instalacji odsiarczania dla mniejszych kotłów (do OP-120 włącznie), to zaledwie 2—3 mln Mg rocznie.

Elektrownie z blokami energetycznymi o mocy zainstalowanej 200, 360 i 500 MW_e, spalające ponad 24 mln Mg węgla kamiennego, leżą całkowicie poza zasięgiem możliwości górnictwa węgla kamiennego w kontekście dotrzymania norm emisji SO₂. Ponadto bloki te są już w większości wyposażone w wysokosprawne instalacje odsiarczania spalin i powinny spalać najtańszy, niewzbogacony węgiel o zawartości siarki >>1,0% w ilościach rzędu 20 mln Mg rocznie.

Rozpatrując z kolei to zagadnienie pod kątem spełnienia zaostrożonych od 2006 r. norm emisji SO₂ dla źródeł istniejących, ujętych w rozporządzeniu MŚ z 2001 r. (Rozporządzenie... 2001) należy stwierdzić, iż dla części kotłów energetycznych o mocach cieplnych do 230 MW_t (do OB-280) są one ostrzejsze od zapisanych w II Protokole Siarkowym. Zmniejsza to możliwości dotrzymania norm przy użyciu odpowiedniej jakości węgla, gdyż wymagana zawartość siarki w miałach energetycznych winna się wówczas mieścić w przedziale 0,4—0,65%. Podaż takich miałów znacząco odbiega też od przyszłego zapotrzebowania.

Jednocześnie, jak wykazała analiza, znaczna część obecnie produkowanych miałów wzbogaconych od 2006 r. nie zapewni samodzielnie spełnienia norm emisji SO₂. Należałoby w związku z tym ocenić możliwości wdrożenia w krajowym górnictwie technologii głębszego ich odsiarczania.

Energetyka, przy konkurencyjnych w stosunku do budowy instalacji odsiarczania cenach głęboko odsiarczonych węgla, jest w stanie wchłonąć od 2006 r. około 12 mln Mg miałów rocznie o zawartości siarki 0,2—0,65%. Można tu upatrywać także możliwości odegrania przez sektor węgla kamiennego aktywnej roli na tworzącym rynku emisji SO₂ (patrz rozdz. 5).

Oceny tego zagadnienia powinny zostać wykonane stosunkowo szybko, gdyż nie objęta kontraktami długoterminowymi energetyka przygotowuje się do budowy kolejnych instalacji odsiarczania, aby sprostać zaostżanym od 2006 r. normom emisji SO₂ (Gajda, Barc, Jaworski 2001).

Spróbujmy teraz, chociaż szacunkowo, ocenić średnie koszty redukcji emisji SO₂ odwzorowane w cenach miałów energetycznych sprzedanych w I kwartale 2001 r.

Po uśrednieniu parametrów i cen miałów energetycznych pod kątem zawartości siarki, odejmując kolejno średnie ceny węgla i średnie emisje SO₂ charakteryzujące poszczególne przedziały zawartości siarki otrzymujemy wyniki w postaci różnic między kolejnymi przedziałami zawartości siarki w sekwencji kolumna 1–2, 2–3, 3–4 (patrz tab. 11).

Przeprowadzając kolejne obliczenia w zakresie zróżnicowania cen i wielkości emisji między przedziałami zawartości siarki (kolumna: 1–3, 1–4, 2–4, 3–4) otrzymujemy ostateczne wyniki przedstawione w tabeli 12, wyliczone ze wzoru:

$$K_R = \frac{\Delta C_w}{Q_w \cdot \Delta E_{SO_2}} \cdot 10^6$$

gdzie: K_R — koszty redukcji emisji SO_2 [zł/Mg],
 Q_w — średnia wartość opałowa węgla w danym przedziale zawartości siarki [GJ/Mg],
 ΔE_{SO_2} — różnica emisji pomiędzy określonymi przedziałami zawartości siarki [g/GJ],
 ΔC_w — różnica cen węgla pomiędzy określonymi przedziałami zawartości siarki [zł/Mg].

TABELA 11. Zestaw parametrów miałów węglowych niezbędnych do oceny kosztów redukcji emisji SO_2

TABLE 11. Fine coal parameters necessary for SO_2 reduction costs analyses

Wyszczególnienie	Jednostka	Zawartość siarki w paliwie [%]			
		1	2	3	4
		0,4—0,5	0,6—0,7	0,8—0,9	1,0—1,3
Średnia wartość opałowa	Q_w [MJ/kg]	22,1	21,8	21,5	20,8
Średnia cena węgla	C_w [zł/Mg]	147,0	142,0	138,1	122,9
Średnia emisja SO_2	ΔE_{SO_2} [g/GJ]	399,1	584,4	774,9	1 083,7
Różnica cen węgla dla kolejnych przedziałów zawartości S	ΔC_w [zł/Mg]	5,0	3,9	15,2	—
Różnica emisji SO_2	ΔE_{SO_2} [g/GJ]	185,3	190,5	308,8	—

TABELA 12. Koszty redukcji emisji SO_2 zawarte w cenie miałów energetycznych

TABLE 12. SO_2 reduction costs included in fine coal prices

Przedziały zawartości siarki	0,4—0,5	0,6—0,7	0,8—0,9
[%]	Koszt redukcji emisji SO_2 [zł/Mg]		
1,0—1,3	1 590	1 755	2 290
0,8—0,9	1 070	940	—
0,6—0,7	1 220	—	—

Mając świadomość deformacji wyników spowodowanych obecnie dużym wpływem wartości opałowej i zawartości popiołu na ceny węgla, a w rezultacie na wyliczone koszty redukcji emisji SO_2 , należy jednak stwierdzić, że problem „ekologiczności” węgla nie jest właściwie potraktowany w cenotwórstwie. Przedstawione w tabeli 12 relacje kosztów redukcji potwierdzają to jednoznacznie.

3.2. Węgiel brunatny

Dotychczas wykonywane prognozy i przyjęte dokumenty rządowe wskazują na stabilną, długookresową prognozę jego wydobycia w granicach 60—64 mln Mg/rok.

Z ekologicznego punktu widzenia węgiel brunatny, ze względu na jego emisyjność (SO_2 , CO_2), jest paliwem gorszym od węgla kamiennego.

Stosowne porównanie dla roku 2000 bez uwzględnienia instalacji odsiarczania i odazotowania spalin przedstawiono w tabeli 13.

TABELA 13. Węgiel brunatny i kamienny — emisyjność

TABLE 13. Lignite and hard coal — emission efficiency

Węgiel	Emisyjność			Obciążenie produktu		
	mg/norm. m ³		kg/GJ	kg/MW·h		
	SO ₂	NO _x	CO ₂	SO ₂	NO _x	CO ₂
Brunatny	3 400	580	111,9	14,40	2,3	1 118
Kamienny	2 100	1 000	94,8	7,0	4,0	838

Uwzględniając obecnie pracujące instalacje odsiarczania, rzeczywiste średnie dla KSE obciążenie produktu emisją SO_2 wynosi dla węgla brunatnego 7,2 kg/MW·h, a dla kamiennego 4,9 kg/MW·h.

Elektrownie pracujące na węglu brunatnym muszą zgodnie z obowiązującym rozporządzeniem (Rozporządzenie... 2001) dotrzymać normy emisji SO_2 wynoszącej 2500 mg/norm. m³ do 2005 r. i 2000 mg/norm. m³ od 2006 r. Wysoka zawartość siarki w węglu, brak możliwości wzbogacania węgla brunatnego i związanie elektrowni z kopalniami spowodowały konieczność budowy instalacji odsiarczania spalin lub kotłów fluidalnych (Elektrownie Bełchatów i Turów). Wybudowane w nich i planowane do budowy instalacje, także w Elektrowniach PAK (choć nie dla wszystkich bloków energetycznych), zapewnią również dotrzymanie norm zalecanych w II Protokole Siarkowym, tożsamy z wymaganymi w nowej dyrektywie UE (Directive... 2001) w latach 2008—2010 dla źródeł istniejących.

W odróżnieniu od węgla kamiennego, krajowe normy emisji SO_2 dla dużych źródeł spalających węgiel brunatny w całym przedziale mocy cieplnych są łagodniejsze do 2010 r. od zawartych w II Protokole Siarkowym. Jednakże należy się spodziewać w nieodległym czasie, że nastąpi, podobnie jak w Unii Europejskiej, ujednoczenie wymogów w zakresie norm dotyczących paliw stałych, co spowoduje pojawienie się znacznych problemów z dotrzymaniem norm emisji SO_2 przez źródła wykorzystujące węgiel brunatny.

Jakkolwiek wszystkie źródła wytwarzania spalające paliwa stałe charakteryzują się dużą emisją CO_2 , problem ten znacznie poważniej wygląda dla źródeł spalających węgiel brunatny, zwłaszcza w świetle zamierzeń Unii Europejskiej co do znaczącego obniżania emisji gazów cieplarnianych.

Tutaj szczególnego znaczenia nabiera pytanie o możliwości, koszty i perspektywiczny udział paliw stałych w bilansie paliwowo-energetycznym kraju, a w tym udziału w produkcji energii elektrycznej i ciepła z energetyki zawodowej.

Przykładowo, gdybyśmy w 2000 r. wyprodukowali dodatkowo taką samą ilość energii elektrycznej w elektrowniach na węglu kamiennym jak w elektrowniach na węglu brunatnym, emisja CO₂ uległaby zmniejszeniu o 13,9 mln Mg. Stanowi to około 10% rocznej emisji CO₂ z sektora energetyki zawodowej. Oczywiście jest to przykład czysto teoretyczny, biorąc pod uwagę koszty takiej operacji oraz koszty wytwarzania energii z węgla brunatnego, a więc i jej ceny niższe od cen energii z węgla kamiennego, mniejszą ilość odpadów paleniskowych i łatwość ich zagospodarowania w wyrobiskach pokopalnianych. Należy jednak mieć świadomość, że przy wytwarzaniu 37% krajowej rocznej ilości energii elektrycznej w elektrowniach opalanych węglem brunatnym powstaje ponad 42% całkowitej emisji SO₂ z energetyki zawodowej i analogicznie ponad 44% emisji CO₂. W najbliższych latach należy liczyć się z możliwością zaostżenia norm (lub ich wprowadzenia w przypadku CO₂), co podniesie koszty wytwarzania energii w elektrowniach spalających węgiel brunatny. W początkowym okresie elektrownie te mogłyby kupować emisje SO₂ i CO₂ na rynku emisji, o ile taki w Polsce powstanie. W dłuższej perspektywie zaś (ok. 2020 r.) niezbędna będzie wymiana technologii wytwarzania na nowe, o wyraźnie niższej emisyjności CO₂, najlepiej w powiązaniu z niską emisją SO₂.

Dotrzymanie krajowych (Rozporządzenie... 2001) i obowiązujących obecnie w UE (Dyrektywa 88/609/EWG) norm emisji NO_x zarówno dla istniejących jak i nowych źródeł opalanych węglem brunatnym, wymaga mniej wyrafinowanych zabiegów w porównaniu ze źródłami opalnymi węglem kamiennym. Tym niemniej dla źródeł nowych (np. Elektrownia Bełchatów II, Pątnów II) normy emisji NO_x, wymagane przez Unię Europejską są znacznie ostrzejsze — 200 mg/norm.m³, co może zapewnić jedynie katalityczna metoda odazotowania. Niezależnie od tego źródła istniejące opalane paliwami stałymi będą musiały spełnić tę normę od 2016 r. (Directive... 2001). W kontekście zamierzeń Unii Europejskiej dotyczących znaczącego ograniczenia emisji CO₂ do 2020 r., co niewątpliwie spowoduje presję na znaczące ograniczenie tej emisji również przez Polskę, zasadne (nie negując potrzeby produkcji taniej energii z węgla brunatnego) staje się pytanie o trafność koncepcji powiększania mocy zainstalowanej opartej na węglu brunatnym, nawet z wykorzystaniem bloków energetycznych na parametry nadkrytyczne. Może należałoby poczekać na uzyskanie pełnej dojrzałości technologii i rozważyć opcję budowy bloków parowo-gazowych opartych na zgazowaniu węgla brunatnego, niosących ze sobą większe możliwości redukcji emisji CO₂?

4. Nowe technologie wytwarzania energii w oparciu o paliwa stałe

Pomimo dużej emisyjności, paliwa stałe nie są postrzegane jako zło konieczne. Wręcz przeciwnie — zarówno poszczególne państwa, dostrzegając problem niezależności energetycznej, jak i korporacje przemysłowe przeznaczają znaczne środki na prace badawcze, dotyczące z jednej strony poprawy parametrów tych paliw (wartość opału, zawartość siarki, popiołu), z drugiej zaś rozwoju nowych technologii wytwarzania z nich energii.

Wobec coraz ostrzejszych krajowych i międzynarodowych unormowań ekologicznych dotyczących emisji zanieczyszczeń do powietrza, szczególnego znaczenia nabiera problem ograniczenia jednostkowego zużycia paliw stałych na wytworzenie jednostki energii. Wiąże się z tym wzrost sprawności procesów wytwarzania energii m.in. poprzez: wzrost skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej, wprowadzanie technologii na parametry nadkrytyczne, zgazowanie paliw stałych w skojarzeniu z blokami parowo-gazowymi.

Jednocześnie dostępne są obecnie różnorodne technologie modernizacyjne klasycznych, węglowych bloków energetycznych, podnoszące sprawność turbin, kotłów i urządzeń pomocniczych w różnych kombinacjach. Stosuje się też rozwiązania hybrydowe, ograniczające zużycie paliw stałych poprzez wprowadzenie do istniejącego układu technologicznego turbin gazowych o odpowiedniej mocy, z których spaliny wykorzystywane są jako czynnik grzewczy do zasilania podgrzewaczy regeneracyjnych wody zasilającej, przegrzewaczy pary bądź wykorzystywane bezpośrednio w komorze paleniskowej kotła węglowego (Gajda, Barc, Jaworski 2001).

Szczególnie interesujące na obecnym etapie wydają się prace badawcze dotyczące zgazowania gorszych gatunków węgla kamiennego, mułów i odpadów ze wzbogacania węgla, a także węgla brunatnego w tzw. kombinowanym cyklu gazyfikacji węgla składającym się z ciśnieniowego kotła fluidalnego (generatora gazu), z którego niskokaloryczny gaz po oczyszczeniu odprowadzany jest do turbiny gazowej. Gorące spaliny z turbiny gazowej odprowadzane są do komory paleniskowej odzysknicowego kotła fluidalnego, zasilanego dodatkowo wybranym rodzajem paliwa stałego oraz sorbentem. Wytworzona w kotle para wodna zasila turbozespół parowy. Odsiarczone i odazotowane spaliny po przejściu przez filtr workowy odprowadzone są do komina.

Opisana technologia, która będzie gotowa do komercyjnego wykorzystania (opinia firmy Foster Wheeler) przed 2010 r. może wnieść korzystne cechy bloków parowo-gazowych (wysoka sprawność, niskie koszty, czysta energia) w sferę paliw stałych. Spodziewane parametry takich bloków to: sprawność 45%, redukcja emisji SO_2 — 97%, emisja $\text{NO}_x < 200 \text{ mg/norm. m}^3$, redukcja emisji CO_2 — 15—20%

5. Handel emisjami

Energetyka zawodowa, jak to przedstawiono w poprzednich rozdziałach, musi ponieść określone, dodatkowe nakłady inwestycyjne, chociażby dla dotrzymania zaostrożonych od 2006 r. norm emisji SO_2 , szacowane na kilka miliardów złotych. Konieczność zaangażowania w niezbyt sprzyjającym okresie regresu gospodarczego dalszych znaczących środków finansowych — powiększonych o niezbędne wydatki na inwestycje ochrony środowiska w podsektorze energetyki przemysłowej i ciepłownictwa komunalnego — stanowi kolejny argument za wdrożeniem w Polsce wspomagających, elastycznych mechanizmów ekonomicznych. Do najistotniejszych z nich należy handel emisjami, pozwalający na ograniczanie strumieni wydatków oraz przesunięcie ich w czasie.

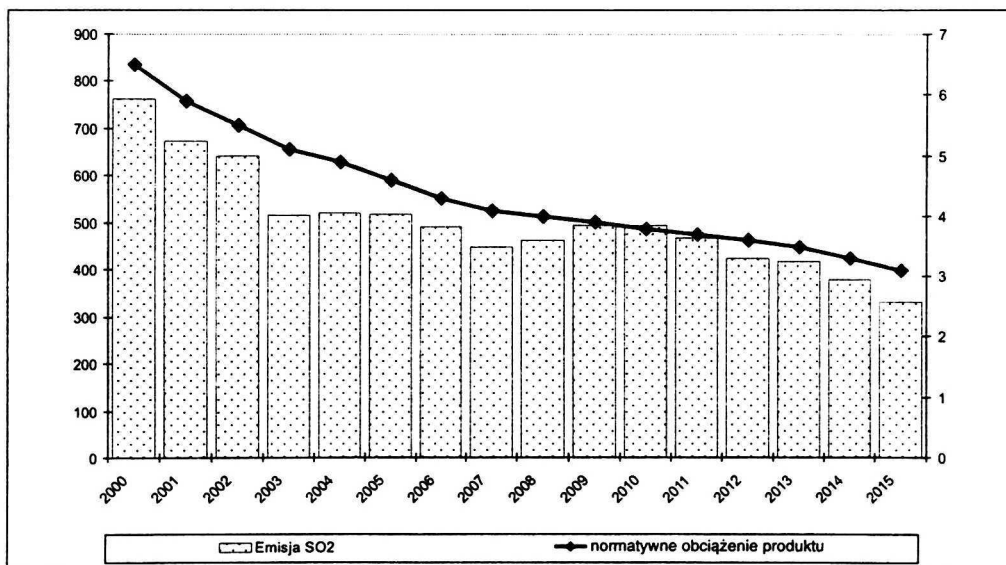
W 2001 roku podjęto w PSE SA działania zmierzające do przygotowania do wdrożenia w 2003 r. procedur handlu emisjami SO_2 i CO_2 . Były one poprzedzone wstępną analizą,

oceniającą horyzont czasowy, możliwy do osiągnięcia cel ekologiczny bez rozbudowy instalacji odsiarczania poza przyjętymi już programami (Poręba i in. 2000) oraz wielkości spodziewanych przepływów finansowych.

Podstawę do wstępnej analizy problematyki handlu emisjami stanowiły:

- ◆ wynikający z „Założeń polityki energetycznej Polski do roku 2020” wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną, odniesiony do wielkości jej produkcji w kolejnych latach dla grupy istniejących elektrowni systemowych opalanych paliwami stałymi,
- ◆ prognozy jakości węgla,
- ◆ ilości i rodzaje zdeterminowanych w przyjętych programach modernizacji instalacji odsiarczania spalin, z uwzględnieniem kotłów fluidalnych,
- ◆ średni koszt redukcji 1 Mg SO₂ w krajowych instalacjach odsiarczania spalin.

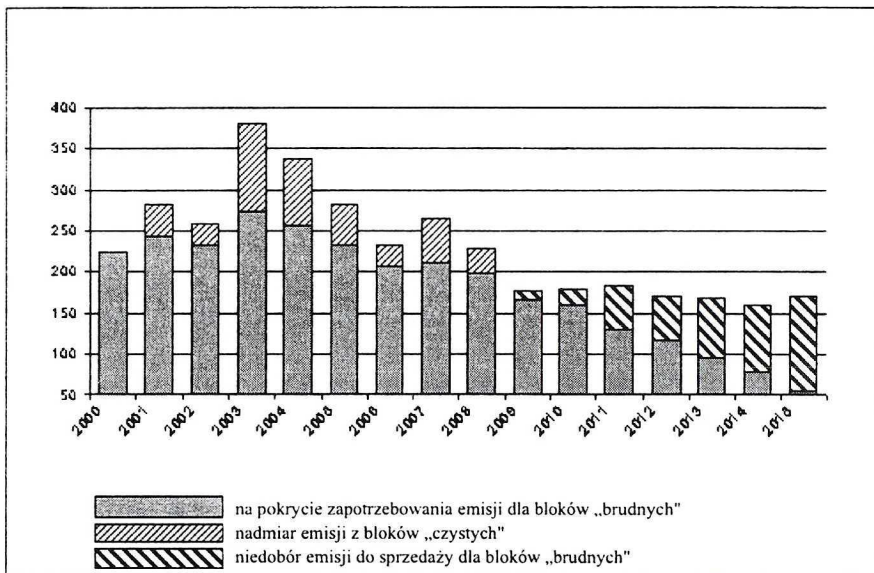
W celu powiązania wielkości produkcji energii elektrycznej z towarzyszącą jej emisją, wprowadzono pojęcie tzw. normatywnego obciążenia produktu, stanowiącego iloraz ustalonej dla sektora globalnej emisji danego zanieczyszczenia i wielkości produkowanej energii elektrycznej brutto, ustalonej na bazie prognoz zapotrzebowania na energię elektryczną (kg zanieczyszczenia/MW·h). Rozkład normatywnego obciążenia produktu emisjami SO₂ i globalne wielkości emisji w latach, możliwe do uzyskania przy uwzględnieniu handlu emisjami, przedstawiono na rysunku 2.



Rys. 2. Prognoza rozkładu emisji SO₂ dla elektrowni

Fig. 2. SO₂ emissions forecast for power plants

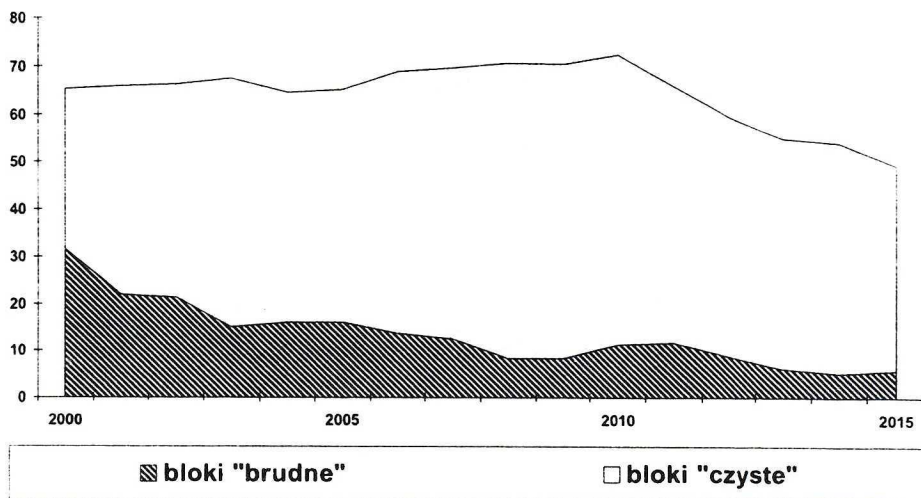
Na podstawie uzyskanych wyników tej analizy autorzy podjęli próbę oceny ewentualnej możliwości uczestnictwa w handlu emisjami górnictwa węgla kamiennego (Gajda, Barc, Jaworski 2001). W tym celu sięgnięto do rozkładu „wolnej” emisji SO₂ do sprzedaży (rys. 3), obejmującej bloki energetyczne „czyste”: wyposażone w instalacje odsiarczania spalin (IOS) lub



Rys. 3. Rozkład „wolnej” emisji SO₂ do sprzedaży [tys. Mg]

Fig. 3. SO₂ emissions distribution "free" for sale [thousands Mg]

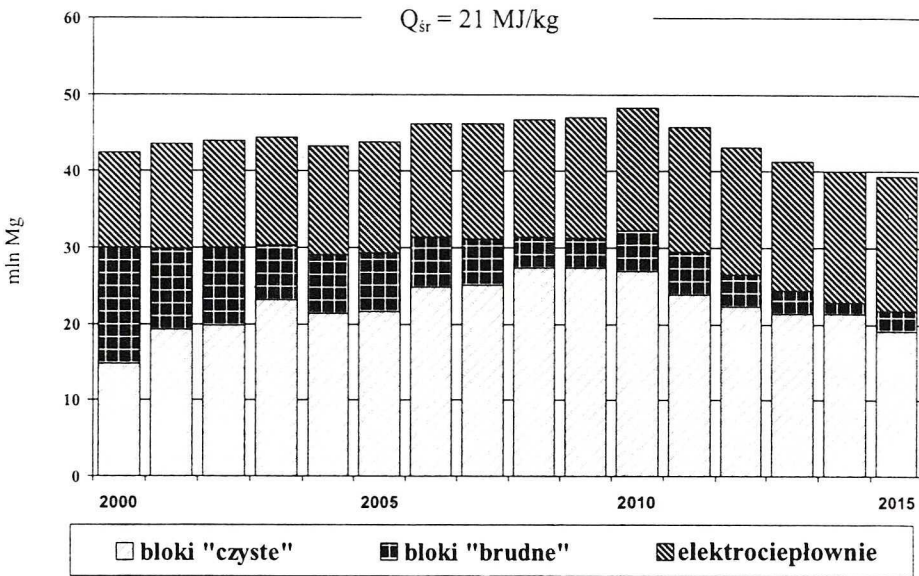
spalające węgiel o odpowiedniej zawartości siarki i emisji SO₂ niższej od normatywnego obciążenia produktu w danym roku i „brudne” bez IOS, o emisji wyższej od normatywu. Wydzielono również produkcję energii elektrycznej na bazie węgla kamiennego, a następnie dokonano jej rozdziału na produkcję w blokach „czystych” i „brudnych” (rys. 4).



Rys. 4. Produkcja energii elektrycznej z węgla kamiennego

Fig. 4. Electricity production from hard coal

Na rysunku 5 przedstawiono rozkład całkowitego zapotrzebowania na energetyczny węgiel kamienny do roku 2015, o średniej wartości opałowej 21,0 MJ/kg, w rozbiciu na dwie rozpatrywane grupy bloków.



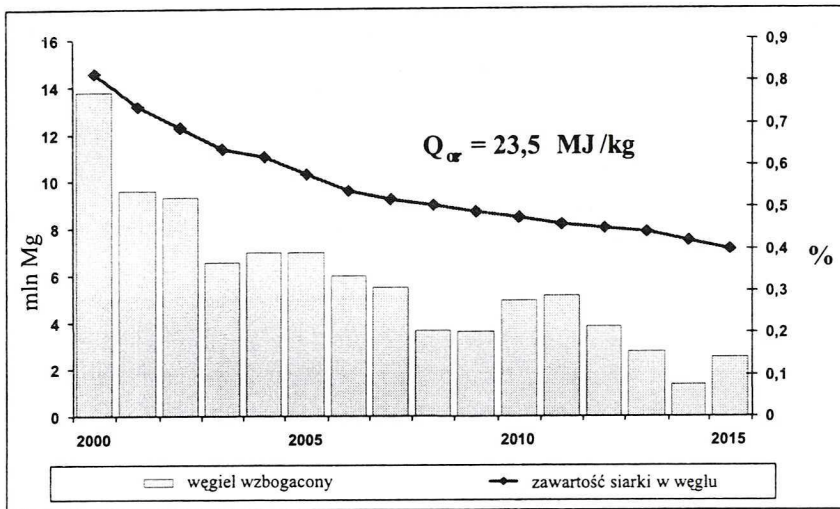
Rys. 5. Zapotrzebowanie na węgiel kamienny

Fig. 5. Demand for hard coal

Jak wynika z rysunku 5, zapotrzebowanie na węgiel w elektrowniach rośnie od 30 mln Mg w roku 2000 do 32 mln Mg w roku 2010, by następnie — w roku 2015 — spaść do poziomu tylko 24 mln Mg. Dla bloków energetycznych „czystych” zapotrzebowanie to rośnie z 14,8 mln Mg w roku 2000 do 27,4 mln Mg w roku 2010, by w ciągu następnych pięciu lat spaść do poziomu 19 mln Mg. Dla bloków „brudnych” będą to odpowiednio poziomy 15,0 i 5,4 oraz 3 mln Mg węgla kamiennego rocznie. Uwzględniając przy tym aspekty ekonomiczne w skali całej gospodarki, ponownie należy podkreślić, że wskazane byłoby poszukiwanie dalszych możliwości wzrostu podaży zsiarczonego i tańszego węgla energetycznego ($s \gg 1\%$) do elektrowni wyposażonych w instalacje odsiarczania spalin, celem obniżenia wysokich kosztów wytwarzania „czystszej” energii elektrycznej.

W kontekście jakości węgla kamiennego, warto powrócić do analiz dla bloków energetycznych „brudnych”. Dla dotrzymania przez nie normatywnego obciążenia produktu emisją SO_2 na poziomie pokazanym na rysunku 2, należałoby w nich spalać węgiel wzbogacony o coraz mniejszej zawartości siarki — od 0,8% w roku 2000 do 0,4% w roku 2015. Rozkład ilościowo-jakościowy węgla głęboko wzbogaconych, przy założonej średniej wartości opałowej na poziomie 23,5 MJ/kg, przedstawiono na rysunku 6.

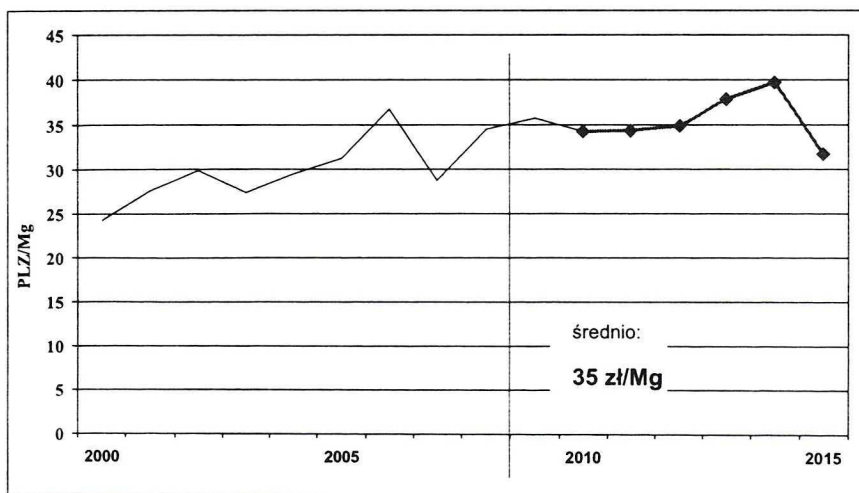
Zawartość siarki w węglu musiałaby w najbliższych latach gwałtownie spadać do poziomu 0,6% już w roku 2004, kiedy zapotrzebowanie na taki węgiel oszacowano na 7,6 mln Mg rocznie.



Rys. 6. Teoretyczne zapotrzebowanie elektrowni na węgiel wzbogacony

Fig. 6. Theoretical power plants demand for fine coal

Zapotrzebowanie to ma tendencję malejącą, przy jednoczesnym wzroście wymagań co do zawartości siarki: około 0,5% w roku 2009 i 0,4% w roku 2015. I w tym miejscu warto odpowiedzieć na pytanie, jaki byłby akceptowalny przyrost cen takiego węgla, uwzględniając założony teoretycznie średni koszt redukcji 1 Mg SO₂ w IOS w wysokości 2800 zł (w cenach stałych roku 2000). Rozkład przyrostu cen węgla wzbogaconego w przyjętym horyzoncie czasowym przedstawiono na rysunku 7.



Rys. 7. Prognoza wzrostów ceny węgla wzbogaconego

Fig. 7. Forecast of the increase of fine coal prices

Równoważny procedurze handlu emisjami wzrost ceny głęboko wzbogaconego energetycznego węgla kamiennego oscyluje w granicach 24—38 zł/Mg (średnio — 30,6 zł/Mg), przy sumarycznym jego zapotrzebowaniu w latach 2000—2015 na poziomie 92,3 mln Mg.

Niezależnie od nieznannej obecnie opłacalności ekonomicznej budowy zakładów głębokiego wzbogacania węgla lub rozbudowy istniejących, przy określonym wzroście jego ceny (rys. 7), gwałtowny spadek zapotrzebowania na węgiel nie tworzy oczywiście sprzyjających warunków do podejmowania przez sektor wydobywczy węgla kamiennego decyzji o takich inwestycjach. Dlatego warto spróbować znaleźć obszar, w którym można byłoby rozważyć ewentualność wprowadzenia do energetyki zawodowej głęboko wzbogaconego węgla, o ile będzie to oczywiście opłacalne dla obu stron, przy jednoczesnym handlu emisjami SO_2 . Widać, że taka możliwość może zaistnieć od roku 2010, gdy ilość „wolnej” emisji do handlu z „czystych” bloków energetycznych nie wystarcza do zrównoważenia nadmiarów emisji z bloków „brudnych” (rys. 2). W celu dotrzymania normatywnego obciążenia produktu w latach 2010—2015, należałoby dostarczyć do elektrowni 24 mln Mg węgla kamiennego o zawartości siarki w granicach 0,48—0,39%. Roczne zapotrzebowanie na taki węgiel wahałoby się w granicach od 2,7 do 5,1 mln Mg przy średnim wzroście ceny na poziomie 35 zł/Mg, czyli 8,7 USD/Mg.

Należy też wspomnieć tu o ekologicznej sytuacji elektrociepłowni, dla których średnie obciążenie produktu przy produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu, wraz z wymuszoną produkcją energii w kondensacji — wynosi 3,9 kg SO_2 /MW·h. Wielkość ta odpowiada średniemu normatywnemu obciążeniu produkcji energii elektrycznej w kraju dla roku 2009. Zatem od roku 2010 także elektrociepłownie nie będą mogły „kupić emisji” na rynku emisji i będą musiały spalać lepszy węgiel kamienny, o zawartości 0,7—0,5% siarki, lub budować instalacje odsiarczania spalin, przy tym w wielu przypadkach ich lokalizacja w obrębie aglomeracji miejskich i szczupłość terenu uniemożliwia „wciśnięcie” dodatkowych instalacji.

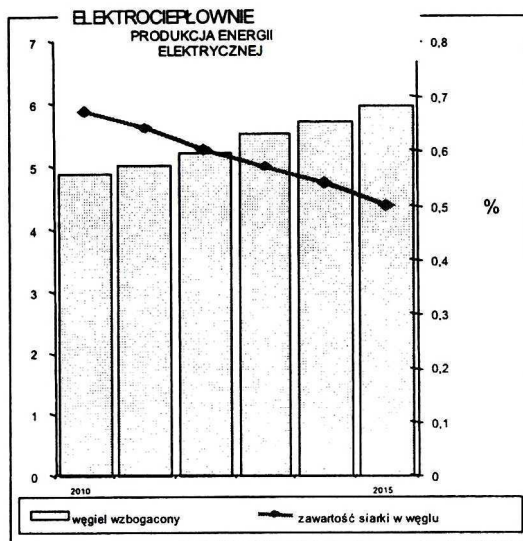
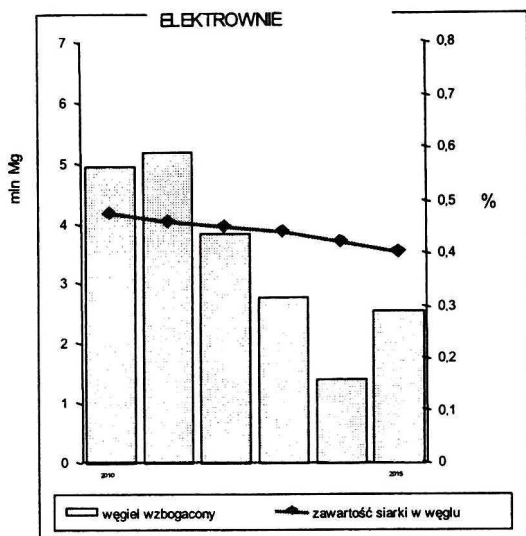
Uwzględniając powyższe uwarunkowania oraz fakt starzenia się bloków energetycznych z instalacjami odsiarczającymi, co pociągnie za sobą dodatkowy wzrost kosztów związanych z ich remontami i eksploatacją — można zaryzykować tezę, że energetyka zawodowa mogłaby od roku 2010 w miarę stabilnie wchłaniać rocznie 8 mln Mg głęboko wzbogaconego węgla kamiennego o zawartości siarki na poziomie 0,2—0,6%, bez uwzględnienia produkcji ciepła w elektrociepłowniach (rys. 8).

Wybudowane do 2009 roku zakłady głębokiego wzbogacania węgla miałyby zapewniony zbyt także po roku 2015 (końcowy rok zakładanego dziś horyzontu czasowego handlu emisjami SO_2), w tym również w powiązaniu z produkcją ciepła.

Należy przy tym mieć na uwadze, że przedstawiony wyżej wzrost cen węgla głęboko wzbogaconego określony został w warunkach „statycznych” — bez uwzględnienia wpływu mechanizmów rynkowych, którym musi być podporządkowana sprzedaż tego węgla.

Podsumowanie

Problem systematycznego zaostrzania wymagań ekologicznych i wprowadzania wymagań obniżania emisji CO_2 powinien być brany pod uwagę w kolejnych prognozach dotyczących krajowej polityki paliwowo-energetycznej, podczas ich weryfikacji oraz monitorowania re-



Rys. 8. Obszar „do zagospodarowania” przez węgiel głęboko wzbogacony

Fig. 8. Area for deeply enriched coal to take over

alizacji. Konieczne staje się pilne przeprowadzenie wspólnej dla paliw, energii elektrycznej i ciepła kompleksowej analizy techniczno-ekonomiczno-ekologicznej. Bez niej poszczególne segmenty sektora paliwowo-energetycznego będą podejmować indywidualnie, może i nawet uzasadnione decyzje strategiczne, jednak prowadzące do przewymiarowania inwestycyjnego, a co za tym idzie — także do nieuzasadnionego „podróżenia ochrony środowiska” i obniżenia konkurencyjności, przede wszystkim energii elektrycznej, na jednolitym europejskim rynku energii elektrycznej.

Niezależnie od powyższego istniejące źródła wytwarzania, które planują obecnie przedsięwzięcia inwestycyjne zmierzające do ograniczenia emisji SO_2 wynikające z konieczności dotrzymania zaostrzonych od roku 2006 norm emisji, powinny również przeanalizować możliwości redukcji emisji CO_2 , aby uniknąć niepotrzebnego przewymiarowania inwestycyjnego (redukcja emisji CO_2 pociąga „przy okazji” redukcję emisji SO_2). Jest to również istotne z punktu widzenia przyszłych korzyści wynikających z handlu emisjami.

Dla całego systemu elektroenergetycznego istotne będzie zaś przeanalizowanie i ocena możliwości i kosztów zapewnienia właściwej, niskoemisyjnej rezerwy mocy gotowej do interwencyjnego wytwarzania energii elektrycznej oraz odpowiednich zdolności przesyłowych na różnych poziomach napięć, adekwatnych do stopnia rozwoju źródeł odnawialnych, charakteryzujących się w dużej części niską, zależną od warunków pogodowych dyspozycyjnością.

Rynek handlu emisjami, który powinien zostać uruchomiony w kraju jak najwcześniej (już w 2003 r.), może stworzyć znaczący obszar wykorzystania głęboko odsiarczonego węgla. Rynek ten bowiem będzie kształtował cenę, przy jakiej źródła wytwarzania energetyki zawodowej gotowe byłyby dokonać stosownego wyboru pomiędzy inwestowaniem w instalacje odsiar-

czania a zakupem węgla odsiarczonego, na rzecz tego ostatniego. Taki sygnał pozwoli na ewentualne zaplanowanie niezbędnych inwestycji w górnictwie.

Literatura

- BARC W., JAWORSKI W., 1999 — Konwencja Klimatyczna — rok po Kioto, Biuletyn Miesięczny PSE SA.
- BURAKOWSKI A., GAJDA A., PORĘBA S., 1995 — Program redukcji emisji SO₂ w energetyce zawodowej. Directive of the European Parliament and of the Council on the limitation of emissions of certain pollutants into the air from large combustion plants (przyjęta przez Parlament Europejski 20.09.2001).
- Dyrektywa 88/609/EWG z dnia 24 listopada 1988 r. w sprawie ograniczania emisji niektórych zanieczyszczeń z dużych źródeł energetycznego spalania paliw.
- GAJDA A., JAWORSKI W., 1998 — Energetyczny węgiel kamienny — energia, ekologia. Jaka perspektywa, Biuletyn Miesięczny PSE SA.
- GAJDA A., JAWORSKI W., 1999 — Prognoza spełniania nowych norm ochrony powietrza przez energetykę zawodową. Biuletyn Miesięczny PSE SA.
- GAJDA A., BARC W., 1999 — Problemy związane z dostosowaniem energetyki krajowej do wymogów ekologicznych Unii Europejskiej. Biuletyn Miesięczny PSE SA.
- GAJDA A., BARC W., JAWORSKI W., 2001a — Niektóre aspekty wykorzystania węgla w energetyce. Biuletyn Miesięczny PSE SA.
- GAJDA A., BARC W., JAWORSKI W., 2001b — Wybrane technologie redukcji emisji CO₂ — ocena. Biuletyn Miesięczny PSE SA.
- GAJDA A., BARC W., JAWORSKI W., 2001c — Inwestycje i modernizacje ekologiczne w energetyce zawodowej (1990—2010), opracowanie wewnętrzne PSE SA.
- Opracowanie i uaktualnienie makroekonomicznych i sektorowych scenariuszy redukcji emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych do roku 2020, maj 1999.
- PORĘBA S., BARC W., GAJDA A., JAWORSKI W., 2000 — Ocena możliwości i skali handlu emisjami SO₂ w energetyce zawodowej. Biuletyn Miesięczny PSE SA.
- PORĘBA S., BARC W., GAJDA A., JAWORSKI W., 2001 — Rynek „zielonej energii”. Biuletyn Miesięczny PSE SA.
- Program rządowy „Reforma górnictwa węgla kamiennego w latach 1998—2002”, lipiec 1998 r.
- Protokół w sprawie dalszego ograniczania emisji siarki (Oslo 1994 r.) do Konwencji w sprawie transgranicznego zanieczyszczenia powietrza na dalekie odległości — tzw. II Protokół Siarkowy.
- Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 30 lipca 2001 r. w sprawie wprowadzania do powietrza substancji zanieczyszczających z procesów technologicznych i operacji technicznych (Dz.U. Nr 87, poz. 957).
- Założenia polityki energetycznej Polski do roku 2020, luty 2000.

Streszczenie

W materiale przeanalizowano strukturę i możliwości wykorzystania w energetyce zawodowej paliw stałych w perspektywie do roku 2020. Przedstawiono ograniczenia i uwarunkowania wynikające z obecnych i spodziewanych krajowych i międzynarodowych regulacji prawnych w obszarze ochrony powietrza, które mogą mieć wpływ na ilość i jakość wykorzystywanego węgla kamiennego i brunatnego. Analizę wykonano z uwzględnieniem prowadzonych w sektorze od roku 1990 i planowanych do realizacji do roku 2010 modernizacji ekologicznych. Sygnalizując możliwość wprowadzenia w kraju elastycznych

mechanizmów ekonomicznych, takich jak handel emisjami SO₂ i CO₂ wskazano, że rynek emisji wyznaczy cenę, przy jakiej energetyka gotowa byłaby kupować odsiarczony węgiel, rezygnując z budowy instalacji odsiarczania.

Adam GAJDA, Wanda BARC, Wojciech JAWORSKI

Trends in solid fossil fuels production in the context of environmental requirements sharpening in power industry

KEY WORDS: power industry, hard coal, lignite, ecology, emission trading

Summary

The structure and possibility of use fossil fuels in power industry in 2020 perspective were analyzed in the article. Constraints and conditions established and be implemented by Polish and international environmental law were described. The authors analyzed their influence on volume and quality of hard coal and lignite use. Environmental investments in power sector from 1990 and planned to 2010 were also analyzed. Implementing flexible economic instruments like SO₂ and CO₂ emission trading would give the market signal and established the price on which power sector would be ready to buy deeply enriched coal and not invest in new desulfurization plants.