Prof. nzw. dr hab. inż. Krzysztof Badyda, prof. dr hab. inż. Janusz Lewandowski
Politechnika Warszawska, Instytut Techniki Cieplnej

Uwarunkowania rozwoju w Polsce energetyki wykorzystującej węgiel

Węgiel kamienny oraz brunatny stanowią obecnie podstawowe źródło energii dla wytwarzania energii elektrycznej w Polsce. Zgodnie z werbalnymi deklaracjami składanymi przez kolejne ekipy polityczne będzie tak również w przyszłości, co najmniej w horyzoncie najbliższych 20 lat. Kluczowym dla polityki energetycznej Polski jest jednak pytanie, czy jest to realne przy obecnych uwarunkowaniach, a także jakie czynniki będą utrudniać, a jakie sprzyjać utrzymaniu dominacji węgla jako surowca energetycznego w naszym kraju.

Trudno wyczerpać wszystkie wątpliwości w jednym artykule. Można co najwyżej zasygnalizować najważniejsze aspekty. W niniejszym artykule podjęto próbę syntetycznego ujęcia najważniejszych kwestii, przede wszystkim w zakresie uwarunkowań technicznych mających istotny wpływ dla rozwoju energetyki węglowej.

Zaliczyć należy do nich sprawy:

- podaży węgla kamiennego i brunatnego w horyzoncie czasowym wyznaczającym możliwości eksploatacji istniejących i planowanych elektrowni;
- możliwości dalszej eksploatacji bądź wymiany istniejącego majątku produkcyjnego w elektrowniach;
- dynamiki ograniczeń wynikających z przepisów w zakresie ochrony środowiska, szczególnie tych regulacji, które mogą uniemożliwić dalszą eksploatację instalacji istniejących bądź wymusić szczególnie kosztowne działania modernizacyjne;
- rozwoju technologii energetycznych opartych na spalaniu węgla kamiennego rzutujących na możliwe do rozważenia kierunki wymiany istniejącego majątku produkcyjnego;
- kierunków polityki energetycznej państwa – służącej wsparciu bądź jego brakowi w stosunku do interesujących kwestii.

Tabela 1

Prognozowane w [1] zapotrzebowanie dla Polski na energię pierwotną z węgla oraz wynikający stąd udział paliw węglowych (Mtoe – miliony ton oleju ekwiwalentnego, zużycie węgla w tonach przeliczono przyjmując standardową wartość opałową odpowiednio 25 GJ/t oraz 8,65 GJt)

Nośnik		2005	2010	2015	2020	2025	2030
Węgiel kamienny	mln ton	70,67	68,42	69,01	73,44	74,88	71,71
	Mtoe	42,2	40,9	41,2	43,9	44,7	42,8
Węgiel brunatny	mln ton	61,61	56,56	60,88	58,91	62,44	62,36
	Mtoe	12,7	11,7	12,6	12,2	12,9	12,9
Ogółem energia pierwotna, Mtoe		93,3	99,8	104,6	110,2	121,6	131,6
Udział paliw węglowych, %		**58,84**	**52,71**	**51,43**	**50,91**	**47,37**	**42,33**

Tabela 2

Prognozowane w [1] zużycie paliw do produkcji energii elektrycznej oraz wynikający stąd udział węgla kamiennego i brunatnego

Wyszczególnienie	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Węgiel kamienny, ktoe	23 517	22 876	23 790	26 359	25 893	23 171
Węgiel brunatny, ktoe	12 723	11 556	12 443	12 032	12 763	12 750
Węgiel kamienny, mln ton	39,38	38,31	39,84	44,14	43,36	38,80
Węgiel brunatny, mln ton	61,58	55,93	60,23	58,24	61,78	61,71
Zużycie paliw ogółem, ktoe	38 696	38 959	41 600	44 521	51 680	58 480
Udział węgla kamiennego, %	60,77	58,72	57,19	59,21	50,10	39,62
Udział węgla brunatnego, %	32,88	29,66	29,91	27,03	24,70	21,80
Udział węgla kam.+brun., %	**93,65**	**88,38**	**87,10**	**86,23**	**74,80**	**61,42**

Perspektywy zmian podaży węgla na potrzeby energetyki

Prognozowany w [1] wzrost zapotrzebowania na energię pierwotną do 2030 r. wynosi ok. 32%, przy czym przewidziano w tej prognozie stały praktycznie poziom zużycia paliw węglowych. Udział węgla w zaspokajaniu zapotrzebowania krajowego na energię pierwotną powinien zgodnie z tym maleć, jak to wynika z tabeli 1.

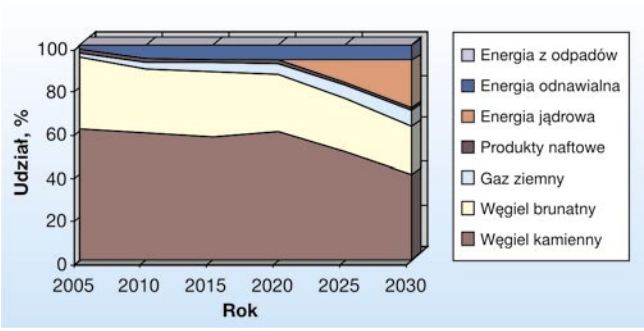
Przewidywany wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną prowadzi do praktycznego podwojenia produkcji w horyzoncie czasowym roku 2030. Ma się on odbywać w warunkach prawie niezmiennego w czasie wykorzystania węgla (tabl. 2).

Spadek udziału paliw węglowych w generacji energii elektrycznej miałby więc w istocie nastąpić dzięki wzrostowi wykorzystania biomasy, gazu ziemnego, a po roku 2020 pojawienia się w systemie elektrowni jądrowych (rys.1).

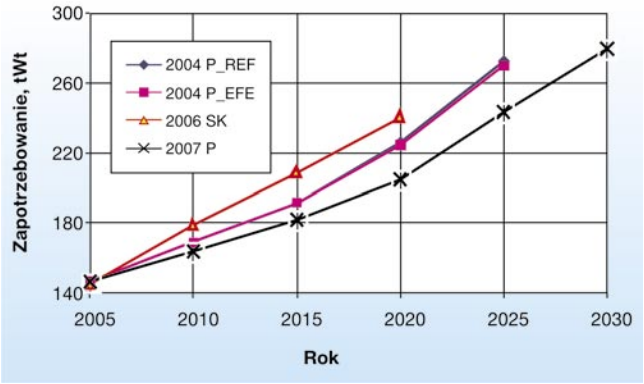
Prognozowany kierunek zmian jest niezgodny z analogicznymi przewidywaniami zarówno dla energetyki europejskiej jak i światowej, gdzie przewiduje się zarówno wzrost zużycia węgla jak i jego udziału w bilansie paliw.

W polskiej energetyce panuje monokultura węglowa. Utrzymywanie tego stanu w przyszłości wydaje się nieracjonalne. Nie ma jednak żadnej pewności, że przy obecnej polityce gospodarczej da się na dłuższą metę utrzymać nawet stan stabilizacji podaży tego paliwa na potrzeby energetyki.

Około 2030 roku ulegną wyczerpaniu dotychczas eksploatowane pokłady węgla brunatnego. Dalsze korzystanie z tego paliwa jest uzależnione od decyzji o podjęciu wydobycia w zupełnie nowych złożach, z których największe – legnicko-głogowskie wymaga budowy elektrowni w nowej lokalizacji. Wiele nowych złóż leży w rejonach obszarów objętych programem Natura 2000 lub im bliskich.



Rys. 1. Prognozowana w [1] struktura udziału paliw do produkcji energii elektrycznej na tle stanu wyjściowego w roku 2005



Rys. 2. Porównanie prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną dla potrzeb [1] z poprzednimi (Polityka energetyczna do roku 2025, warianty efektywnościowy oraz referencyjny, Strategia rozwoju kogeneracji)

Polska jest w posiadaniu znaczących geologicznych zasobów węgla kamiennego, ocenianych na 70,5 mld Mg. Jednak zasoby przemysłowe to zaledwie 6 mld Mg, a operatywne 3,8 mld Mg, z czego część poza obecnie eksploatowanymi lub budowanymi poziomami wydobycia. Stąd ocenia się, że w praktyce nie będzie możliwe utrzymanie dotychczasowej podaży węgla energetycznego i należy się liczyć z jej zmniejszeniem z poziomu 80 mln Mg do 65 mln w roku 2030 i to w przypadku otworzenia nowych poziomów wydobycia.

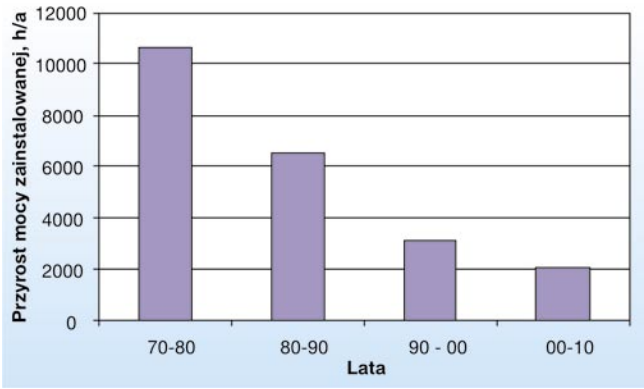
Na rysunku 2 zestawiono wyniki prognoz rozwoju produkcji energii elektrycznej przygotowanych na potrzeby strategii obecnej, poprzedniej oraz strategii wysokosprawnej kogeneracji [7] – prognoza z roku 2006. Wszystkie zostały przygotowane przez ARE. Wszystkie poprzednie wskazywały na większy niż zakładany w [1] przyrost zapotrzebowania na energię elektryczną.

Największa różnica dotyczy w dodatku dwóch ostatnich prognoz, jest ona w głównej mierze wynikiem różnic w przyjętych założeniach. Jeśli prognoza ostatnia okaże się zbyt ostrożna, istotnym związanym problemem staje się znalezienie pokrycia ewentualnej różnicy w zapotrzebowaniu na energię pierwotną. Jeśli źródłem jej pokrycia miałyby być paliwa węglowe, należałoby się liczyć ze wzrostem, a nie stabilizacją zapotrzebowania.

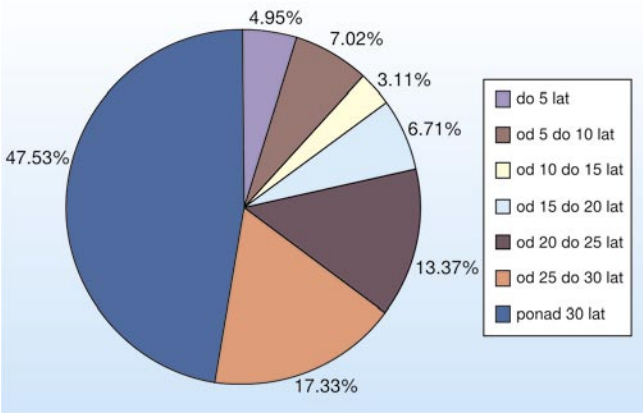
Nie rozwijając dalej dyskusji nad związaną z przedstawioną projekcją kwestią pokrycia zapotrzebowania na węgiel, rozpatrzyć należy również problem odtworzenia starzejącego się majątku produkcyjnego mającego korzystać z tego paliwa. Próby dokonano w rozdziale następnym.

Struktura wieku elektrowni węglowych

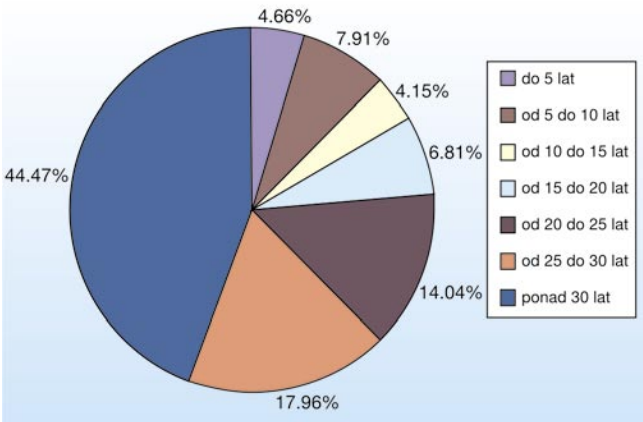
Ostatnia duża fala inwestycji w bloki energetyczne zakończyła się w krajowej energetyce na przełomie lat 80. i 90. (rys. 3). W okresie późniejszym oddawano do użytku w zasadzie pojedyncze instalacje. Skutkiem tego jest bardzo duży udział w zasobach krajowych elektrowni cieplnych o wieku podstawowego majątku wytwórczego przekraczającym lat 25.



Rys. 3. Przyrost mocy zainstalowanej w kolejnych dziesięcioleciach od roku 1970

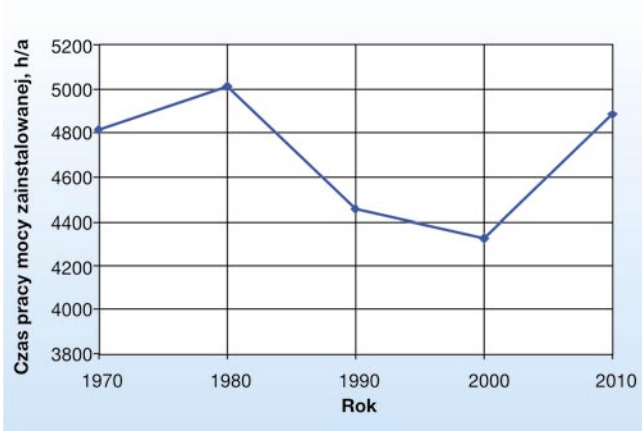


Rys. 4. Struktura wieku kotłów energetycznych w elektrowniach cieplnych zawodowych w roku 2005, według danych ARE [2], udziały procentowe odnoszą się do wydajności



Rys. 5. Struktura wieku turbozespołów w elektrowniach cieplnych zawodowych w roku 2005, według danych ARE [2], udziały procentowe odnoszą się do mocy

W przypadku kotłów energetycznych było to w roku 2005 już 65% w odniesieniu do wydajności, zaś dla turbozespołów 62,5% mocy zainstalowanej (rys. 4 i 5). Oba wykresy sporządzono odnosząc wiek majątku do roku 2005 jako bazowego dla wyliczeń prezentowanych w projekcie strategii [1].



Rys. 6. Czas pracy mocy zainstalowanej w kolejnych dziesięcioleciach

Na omawiane zasoby składają się praktycznie wyłącznie jednostki węglowe. Obecnie, w roku 2008, średni wiek praktycznie niezmienionych zasobów zauważalnie wzrósł. Struktura wieku prezentowana na wykresach uległa dalszemu przesunięciu w kierunku jednostek starszych. Zapowiada się, że proce ten będzie trwać jeszcze przez szereg lat. Nieliczne podjęte oraz planowane inwestycje nie doprowadzą energetyki do rychłego radykalnego odmłodzenia.

Kolejnym symptomatycznym zjawiskiem zaczyna być prognozowane na najbliższą przyszłość wydłużanie się czasu pracy mocy zainstalowanej (rys. 4).

Jest to objaw spadku zapasu mocy w systemie. Skrócenie się tego czasu w poprzednich dekadach było skutkiem obniżania się krajowego zużycia energii elektrycznej wynikającego z transformacji gospodarki. Rozpoczęty w ostatnich latach okres rozwoju gospodarczego, łączący się już ze wzrostem zapotrzebowania na energię i moc, doprowadził do stopniowego zawężenia nadmiaru możliwości produkcyjnych i powstającego powoli sytuacji napiętego bilansu mocy w polskim systemie elektroenergetycznym. Problemem może się stać nie tylko oczywiste dla maszyn i urządzeń o wieku przekraczającym projektowy okres eksploatacji zużycie fizyczne.

Tabela 3

Wymagana sprawność cieplna elektrowni i elektrociepłowni (parowych) według BREF-u dla instalacji Large Combustion Plants (LCP) [4]

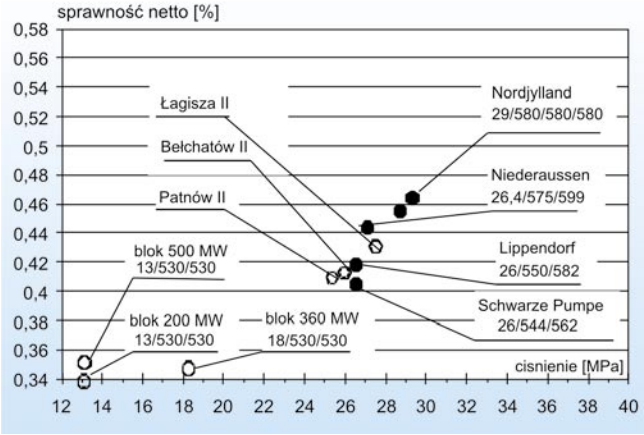
Paliwo	Stosowana technika	Sprawność cieplna (netto), %	
		instalacje nowe	instalacje istniejące
Węgiel kamienny i brunatny	skojarzenie (elektrociepłownie)	75 – 90	75 – 90
Węgiel kamienny	PC (DBB lub WBB)	43 – 47	osiągalna poprawa sprawności zależy od specyfiki obiektu, należy zaznaczyć, że **poziom sprawności 36–40% może ulec zauważalnej poprawie o ponad 3 punkty procentowe poprzez zastosowanie BAT dla istniejących instalacji**
	FBC	>41	
	PFBC	>42	
Węgiel brunatny	PC (DBB)	42 – 45	
	FBC	>40	
	FFBC	>42	
PC – palenisko pyłowe, DBB – kocioł z suchym odpr. żużla, WBB – kocioł z ciekłym odpr. żużla, FBC – palenisko fluidalne, PFBC – ciśnieniowe palenisko fluidalne			

Próbuje się temu zaradzić prowadząc niezbędne remonty oraz modernizacje. Ograniczone są jednak możliwości poprawy osiągów wynikające ze stanu techniki i rozwiązań przyjętych dla konstrukcji wyjściowych. Wiekowe instalacje nie odpowiadają sformułowanym na podstawie dyrektywy 96/61 [3] wymogom odnoszącym się do najnowszych dostępnych technik (BAT) [4].

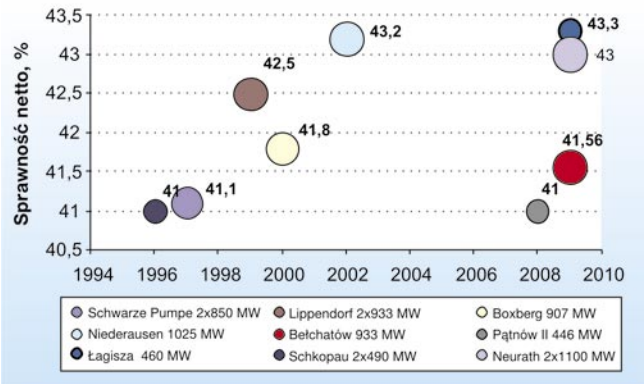
Innymi słowy maszyny i urządzenia w krajowej energetyce starzeją się nie tylko fizycznie, ale i moralnie. Wskaźnikiem o tym informującym jest na przykład uzyskiwana sprawność netto, zauważalnie niższa od oczekiwanej w [4] dla instalacji „istniejących". Wymagania BAT Reference Document (BREF) dla instalacji LCP (>50 MW) przytoczono w tableli 3. Dla porównania stanu techniki z wymogami BAT na rysunku 7 zestawiono informacje o sprawności podstawowych w krajowych elektrowniach bloków klasy 200, 360 oraz 500 MW. Sprawność podano w funkcji parametrów początkowych pary w blokach krajowych na tle wybranych bloków europejskich.

Na rysunku 8 porównano sprawność oraz moc niektórych ostatnio budowanych i będących w trakcie realizacji bloków niemieckich z trzema realizowanymi w końcu tej dekady blokami krajowymi na parametry nadkrytyczne.

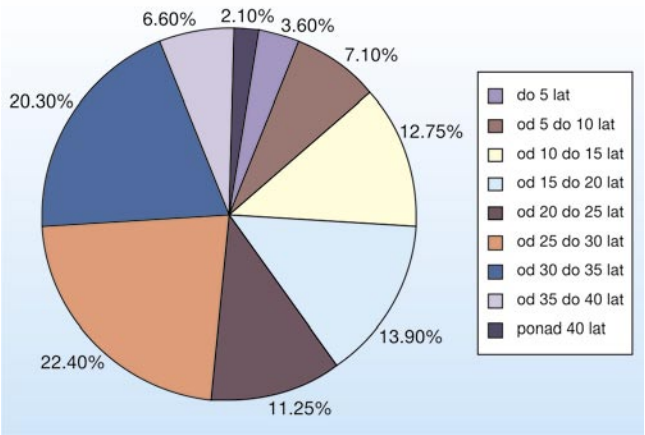
Na „pocieszenie" można dodać, że majątek wytwórczy w elektrowniach polskich niewiele odbiega wiekiem od elektrowni węglowych w Europie (rys. 9). Ponad 25 lat eksploatacji ma tu poza sobą więcej niż połowa (51,4%) elektrowni węglowych. Barierę 20 lat przekroczyło blisko 62% instalacji.



Rys. 7. Wpływ parametrów pary na sprawność elektrowni parowej na węgiel



Rys. 8. Porównanie sprawności (obliczeniowej), mocy oraz roku uruchomienia bloków energetycznych budowanych w Polsce na tle wybranych bloków w Niemczech



Rys. 9. Struktura wieku elektrowni węglowych w Europie według danych IEA 2006, udziały procentowe odnoszą się do mocy

Zmiany w zakresie ograniczeń emisyjnych SO_2, NO_x oraz pyłu

Proces akcesji do Unii Europejskiej włączył krajową energetykę w wymuszanie ograniczeń emisyjnych drogą wprowadzania kolejnych zaostrzeń obowiązujących standardów emisji pyłu, tlenków siarki oraz tlenków azotu.

Coraz ostrzejsze są wymogi stawiane starzejącym się jednostkom kotłowym w obiektach „istniejących", kwalifikowanych jako zbudowane po roku 1990 (według nowszych regulacji od roku 2003 – patrz komentarz pod tab. 7). Zmiany wprowadzone w drodze przeniesienia na rodzimy grunt wymogów Dyrektywy 80/2001 nie stanowią najprawdopodobniej ostatniego wyzwania.

W tabelach przedstawiono dynamikę zmian standardów emisyjnych obowiązujących w „istniejących" oraz „nowych", źródłach spalających węgiel, wynikającą z kolejnych rozporządzeń Ministra Środowiska. Pierwsze z tych rozporządzeń zostało opublikowane w dniu 12 lutego 1990, kolejne ogłaszano w latach: 1998, 2001, 2003 oraz ostatnie [6] w roku 2005. Podstawą do sformułowania wymogów w dwóch ostatnich rozporządzeniach były, w części dotyczącej instalacji LCP, w decydującej mierze zalecenia dyrektywy 2001/80 [5]. Równocześnie przez szereg lat na forum Unii Europejskiej, na podstawie dyrektywy 96/61 [3] opracowywano zalecenia dla najnowszych dostępnych technik (BAT). Sfinalizowano je w roku 2006 i przedstawiono w formie obszernego dokumentu zawierającego między innymi propozycje standardów emisyjnych dla urządzeń spełniających wymogi BAT w instalacjach energetycznych [4]. Obok wspomnianych wcześniej zaleceń dotyczących uzyskiwanej sprawności są to więc kolejne propozycje zaostrzenia wymogów środowiskowych. Wymagania sprawnościowe w istocie przekładają się na ograniczanie emisyjności w zakresie CO_2. Zakres danych w tabelach ograniczono do poziomu przekraczającego 50 MW w paliwie.

Należy podkreślić szczególnie restrykcyjny charakter wymogów BAT dla technologii węglowych. Propozycje idą tu w kierunku znaczącego zaostrzenia wymogów emisyjnych w porównaniu z Dyrektywą 80. Powstanie tych dwóch dokumentów różni zaledwie okres 5 lat, przy czym prace nad BREF-em dla energetyki trwały już od kilku lat w momencie ogłoszenia Dyrektywy, zaś zakończyły się praktycznie w roku 2004. Tzw. final draft BREF-u

ukazał się z datą listopada 2004, wersja finalna pierwotnie została ogłoszona w maju 2005, powtórnie [4] w czerwcu 2006. Od listopada 2004 w dokumencie dokonywano już tylko niewielkich poprawek, choć kraje korzystające z węgla jako podstawowego paliwa w głosowaniu nad przyjęciem ostatecznej jego wersji były zdecydowanie przeciwne tak ostrym zapisom. Rzeczywista różnica czasowa to więc zaledwie 3, góra 4 lata. Różnice wymogów dla urządzeń „istniejących" między Dyrektywą a BREF widoczne są w tabelach 4, 5 oraz 6. Są one szczególnie drastyczne w przypadku instalacji o mniejszej mocy.

Porównania wymogów dokonano dla rozporządzeń z lat 1998, 2001, 2003 i 2005 w zestawieniu z zaleceniami Dyrektywy 80 oraz wymogami dla BAT. Wymogi rozporządzeń 1998 i 2001 oraz 2003 i 2005 są w zasadzie identyczne (odpowiednio 98/01 i 03/05). Te ostatnie są zasadniczo zgodne z wymogami Dyrektywy 80. Przepisy krajowe formułowano dla szerszego zakresu mocy niż wynikający z Dyrektywy (instalacje o mocy powyżej 50 MW w przeliczeniu na strumień energii doprowadzany w paliwie).

W tabelach ograniczono się do wymogów odnoszących się do obiektów spełniających ten warunek. Wymogi BAT formułowane były szczegółowo dla różnych paliw i technologii. W tabelach, dla uproszczenia, przytoczono jedynie wymogi skrajne. W rzeczywistości więc są one miejscami bardziej restrykcyjne niż wynika to wprost z tabel 4, 5 i 6.

W tabelach nie uwzględniono odstępstw od standardów proponowanych w rozporządzeniach krajowych dla instalacji objętych systemem derogacji. Są one znacznie bardziej liberalne od prezentowanych.

Na podstawie analizy danych prezentowanych w tabelach można stwierdzić, że w przypadku kotłów węglowych w elektrowniach cieplnych, posiadających status obiektów „istniejących", standardy emisyjne uległy ostatnio zaostrzeniu: w stosunku do pyłów od początku roku 2007, zaś w stosunku do emisji tlenków siarki od początku roku 2008.

Zapowiedź kolejnego zaostrzenia wymogów sformułowana w obecnie obowiązującym rozporządzeniu [6] dotyczy tlenków azotu – ma to nastąpić od roku 2016 w największych kotłach (powyżej 500 MW w paliwie) – z obecnego poziomu 500 mg/m^3 do 200 mg/m^3.

Tabela 4

Standardy emisji SO_2 dla węgla brunatnego/kamiennego, mg/m^3, w przeliczeniu na warunki normalne, przy zawartości 6% O_2 w spalinach suchych – instalacje „istniejące", porównanie z wymogami Dyrektywy 80 oraz BAT. Tam gdzie w komórkach zaznaczono jedną wielkość, jest ona wspólna dla obu paliw

Moc cieplna źródła, MW	(98/01)* do 2006	(98/01)* do 2011	80/WE***	2003/05**	BAT
50-100	2500/2000	2000/1500	2000	1500	150-400
100-300	2500/2350	2000/1500	2000-400	1500-400#	100-250
300-500	2500/2350	2000/1200	2000-400	1500-400#	20-200
> 500	2500/2350	2000/1200	400	400	20-200

Uwagi: wymogi BAT zróżnicowane, zależnie od technologii/paliwa – podano wartości skrajne
liniowa zmiana w zakresie 100–500 MW (# 225–500 MW)
* węgiel brunatny/kamienny
** wartości obowiązujące od roku 2008 (2015 dla NO_x)
*** wymagania dla urządzeń powyżej 50 MW, paliwa stałe poza biomasą

Tabela 5

Standardy emisji NO_x dla węgla brunatnego/kamiennego, mg/m^3, w przeliczeniu na warunki normalne, przy zawartości 6% O_2 w spalinach suchych – instalacje „istniejące", porównanie z wymogami Dyrektywy 80 oraz BAT. Tam gdzie w komórkach zaznaczono jedną wielkość, jest ona wspólna dla obu paliw

Moc cieplna źródła, MW	(98/01) do 2006	(98/01) do 2011	80/WE***	2003/05 **	BAT
50-100	450/540	450/540	600	500/400[1]/ 600/500[1]	200-450 / 90-300
100-300	450/540	450/540	600	500/400[1]/ 600/500[1]	100-200 / 90-200
300-500	450/540	450/540	600	500/400[1]/ 600/500[1]	50-200
> 500	450/540	450/540	500(200)*	500(200)*	50-200

Uwagi:
1 – standardy dla instalacji zbudowanych po 28.03.1990 (uznanych za istniejące, ale wcześniej ze statusem nowych, gdy kryterium była data budowy, dla których wniosek o wydanie pozwolenia na budowę złożono po dniu 26 listopada 2002 r. lub które zostały oddane do użytkowania po dniu 27 listopada 2003 r.)
** wartości obowiązujące od roku 2008 (od 2015 wartość w nawiasie)
*** wymagania dla urządzeń powyżej 50 MW, paliwa stałe poza biomasą

Tabela 6

Standardy emisji pyłu dla węgla brunatnego/kamiennego, mg/m^3, w przeliczeniu na warunki normalne, przy zawartości 6% O_2 w spalinach suchych – instalacje „istniejące", porównanie z wymogami Dyrektywy 80 oraz BAT. Tam gdzie w komórkach zaznaczono jedną wielkość, jest ona wspólna dla obu paliw

Moc cieplna źródła, MW	(98/01) do 2006	(98/01) do 2011	80/WE***	2003/05** (do/po 2015)	BAT
50-150	225/350	225/200	100	100	5-30
150-300	225/350	225/200	100	100	5-25
300-500	225/350	225/200	100	100	5-20
> 500	225/350	100	50	50	5-20

Uwagi: w rozporządzeniu z roku 2003 przedłużono obowiązywanie tych standardów do roku 2008
** wartości obowiązujące od roku 2007, w rozpatrywanym zakresie mocy źródeł wymogi są identyczne przed i po 2015 r., inaczej jest dla instalacji o mniejszej mocy
*** wymagania dla urządzeń powyżej 50 MW, paliwa stałe poza biomasą

Dotychczas obowiązujące w Polsce wymogi emisyjne w zakresie NO_x nie wymuszały korzystania z tzw. metod wtórnych ograniczania emisji (usuwanie NO_x ze spalin). Wystarczające było stosowanie metod pierwotnych, sprowadzających się do odpowiedniego kształtowania procesu spalania, najczęściej korzystania z palników niskoemisyjnych przy podziale paliwa/powietrza do strefy spalania, stosowania powietrza OFA, recyrkulacji spalin – zabiegów łączonych z odpowiednim przygotowaniem węgla w procesie mielenia.

Dla spełnienia zaostrzonego do 200 mg/m^3 NO_x standardu w większości przypadków będzie to zabieg niewystarczający. Decyzja o kontynuacji eksploatacji kotłów w instalacjach „istniejących" po roku 2016 będzie więc w istocie w wielu przypadkach oznaczać konieczność wprowadzenia do elektrowni instalacji usuwania NO_x ze spalin (DENOX), na przykład zastosowanie katalizatorów SCR. W krajowych elektrowniach trwa już akcja przygotowawcza.

Działanie zmiany w przepisach rozciąga się na wszystkie źródła (tu kotły) o mocy przekraczającej 500 MW dostarczanej w paliwie. Dotyczy to prawie wszystkich bloków 200, 360 i 500 MW, jeśli będą planowane do dalszej eksploatacji. Według [2] w roku 2005 pracowało takich kotłów 80 (62 w blokach 200 MW, 16 w blokach 360 MW oraz 2 w blokach 200 MW). Przed rokiem 1995 powstały jedynie nieliczne spośród nich (2 w *Elektrowni Opole*, 6 kotłów fluidalnych w *Elektrowni Turów*). Kotły te stanowiły źródło pary dla bloków energetycznych o łącznej mocy zainstalowanej 20 312 MW na 30 476 MW ogółem w elektrowniach cieplnych zawodowych. Zmiana w przepisach, mogąca prowadzić wymuszenie budowy instalacji DENOX, dotyczy więc blisko 2/3 mocy zainstalowanej w polskich elektrowniach węglowych**.** Nie dotyka ona instalacji mniejszych, a więc jednostek starszych, a także pracujących w elektrociepłowniach zawodowych i przemysłowych. Dla niektórych obiektów (o mocy przekraczającej 500 MW w paliwie) możliwe jest w zasadzie dotrzymanie granicy 200 mg/m^3 metodami pierwotnymi, dotyczy to w głównej mierze kotłów opalanych węglem brunatnym. Niemniej i taka modernizacja jest bardzo kosztowna inwestycyjnie. Nowo budowane bloki można przy obecnym stanie techniki przygotować do utrzymania emisji NO_x w granicach poniżej 200 mg/m^3 bez odazotowania. Jeśli nastąpiłoby jednak zaostrzenie limitu NO_x do poziomu odpowiadającego wymogom BAT dla urządzeń „nowych" (tab. 8) budowy instalacji usuwania NO_x ze spalin nie da się zapewne uniknąć. Wymogi dotyczące instalacji nowych są oczywiście bardziej surowe (tab. 7, 8, 9).

Przy obecnych przepisach w dużych instalacjach energetycznych obowiązują następujące „typowe" poziomy dopuszczalnej zawartości zanieczyszczeń w spalinach:

200 mg/m^3 w przypadku dwutlenku siarki,

200 mg/m^3 w przypadku tlenków azotu,

30 mg/m^3 w przypadku pyłów.

W związku z pracami nad nowelizacją dyrektywy 96/61 nie można wykluczyć kolejnej rewizji wymogów emisyjnych, zarówno dla „istniejących" jak i „nowych" źródeł. Jak można się domyślać może iść ona w kierunku zaostrzenia standardów emisyjnych do poziomu do niedawna tylko „sugerowanego" w BREF. Jeśli tak się stanie, może to oznaczać dalsze znaczące zmiany uwarunkowań dla wysłużonego w większości majątku produkcyjnego, który będzie musiał spełnić kolejne podniesienie progu wymogów w zakresie emisji tlenków siarki, tlenków azotu czy pyłu.

Tabela 7

Standardy emisji SO_2 dla węgla brunatnego/kamiennego w przeliczeniu na warunki normalne, przy zawartości 6% O_2 w spalinach suchych – instalacje „nowe". Porównanie z wymogami Dyrektywy 80 oraz BAT. Tam gdzie w komórkach zaznaczono jedną wielkość, jest ona wspólna dla obu paliw

Moc cieplna źródła, MW	rozp (98/01)	80/WE***	2003/05*	BAT
50-100	850	850	850	150-400
100-300	850-400	200	200	100-250 / 100-200
300-500	850-400	200	200	20-200
>500	400	200	200	20-200

* z pozwoleniami na budowę wydanymi po 26.11.2002 lub oddane do użytku po 27.11.2003
*** wymagania dla urządzeń powyżej 50 MW, paliwa stałe poza biomasą
liniowa zmiana w zakresie 100–500 MW

Tabela 8

Standardy emisji NO_x dla węgla brunatnego/kamiennego w przeliczeniu na warunki normalne, przy zawartości 6% O_2 w spalinach suchych – instalacje „nowe". Porównanie z wymogami Dyrektywy 80 oraz BAT. Tam gdzie w komórkach zaznaczono jedną wielkość, jest ona wspólna dla obu paliw

Moc cieplna źródła, MW	1998	80/WE***	2003/05*	BAT
	mg/m^3	mg/m^3	mg/m^3	mg/m^3
50-100	400/460	400	400	200-450 / 90-300
100-300	400/460	200	200	100-200 / 90-200
300-500	400/460	200	200	50-200 / 50-150
>500	400/460	200	200	50-200 / 50-150

* z pozwoleniami na budowę wydanymi po 26.11.2002 lub oddane do użytku po 27.11.2003
*** wymagania dla urządzeń powyżej 50 MW, paliwa stałe poza biomasą

Tabela 9

Standardy emisji pyłu dla węgla brunatnego/kamiennego w przeliczeniu na warunki normalne, przy zawartości 6% O_2 w spalinach suchych – instalacje „nowe", porównanie z wymogami Dyrektywy 80 oraz BAT.
Wymagania w rozważanym zakresie mocy są wspólne dla obu paliw

Moc cieplna źródła, MW	1998	1998	2001**	80/WE***	2003/05*	BAT
50-100	350	50	50	50	50	5-20
100-300	350	50	50	30	30	5-20
300-500	200	50	50	30	30	5-10
>500	200	50	50	30	30	5-10

* z pozwoleniami na budowę wydanymi po 26.11.2002 lub oddane do użytku po 27.11.2003
** obowiązywało źródła, dla których pozwolenia na budowę wydano po 6.10.1998
*** wymagania dla urządzeń powyżej 50 MW, paliwa stałe poza biomasą

To dotknąć może już nie tylko duże bloki energetyczne, ale przede wszystkim obiekty mniejsze, choć zmiany takie mogą się okazać dotkliwe i dla dużych instalacji**.** Zapisy w tabelach 4–9 wskazują wyraźnie, że największe zmiany mogłyby tu nastąpić w obiektach mniejszych. Perspektywa czasowa wcale nie musi tu być odległa.

Nie jest to jedyne zagrożenie w zakresie zmian wymogów emisyjnych dla obiektów mniejszej mocy. Od dawna toczy się rodzaj sporu pomiędzy Polską oraz Komisją Europejską w zakresie interpretacji zapisów dotyczących źródła emisji, czy za takie traktować należy kocioł czy komin. W przepisach polskich jako źródło wciąż traktowany jest kocioł, w przepisach unijnych nie sformułowano tego w sposób jednoznaczny, jednak interpretacja od dawna wskazuje wyraźnie na komin.

Jeśli taki zapis zostanie przeforsowany, będzie on niósł za sobą oczywiste skutki, to jest:

- zmiana mocy źródła w wyniku zsumowania mocy kotłów oddających spaliny do wspólnego komina;
- przesunięcie wymogów emisyjnych w stronę wartości zaostrzonych wskutek wspomnianej (nawet wielokrotnej) zmiany mocy, w ten sposób na przykład w grupie urządzeń podlegających

zaostrzeniu wymogów sprowadzających się do dotrzymania standardu emisji NO_x = 200 mg/m³ po roku 2015 mogą znaleźć się bloki klasy 125 MW – w tych obiektach, gdzie spaliny odprowadzane są do wspólnego komina;

- włączenie w zakres przedziału mocy od 50 MW w górę szeregu obiektów dotychczas traktowanych jako nie podlegające działaniu dyrektywy IPPC (dotknie to szereg źródeł wyposażonych w niewielkie kotły, w tym wodne, przede wszystkim w ciepłownictwie);
- zaostrzenie części wymogów może mieć charakter wsteczny – obecnie uznawane standardy mogą się okazać niedotrzymanymi z powodu zmiany interpretacji definicji źródła.

Kolejnym czynnikiem wiążącym się z perspektywą wprowadzenia ograniczeń emisyjnych są przyjęte przez Polskę zobowiązania wynikające z Traktatu Akcesyjnego. Jest nim zapis ograniczający wielkości emisji dwutlenku siarki i tlenków azotu dla lat 2008, 2010 i 2012. Ustanowione w Traktacie Akcesyjnym roczne krajowe pułapy wynoszą odpowiednio:
dla SO_2: 454 000 t/rok, 426 000 t/rok oraz 358 000 t/rok,
dla NO_x: 254 000 t/rok, 252 000 t/rok oraz 239 000 t/rok.

Dla SO_2 oprócz limitu ustalony został także cel polegający na ograniczeniu emisji do jeszcze niższych poziomów, tj. 400 000 Mg w 2010 oraz 300 000 Mg w 2012.

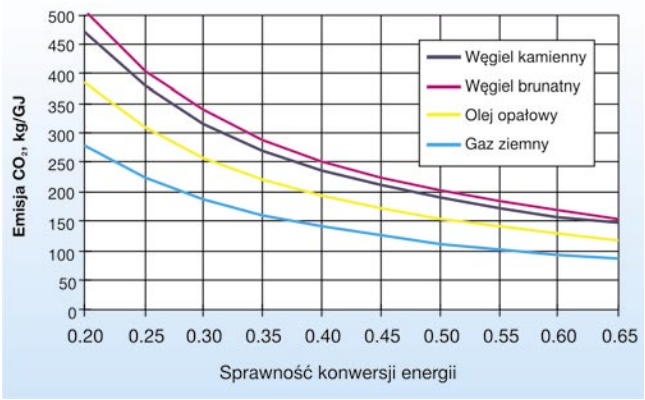
Już obecnie wiadomo, że powyższe zobowiązania nie zostaną dotrzymane. Źródłem problemów ze zbilansowaniem emisji są na przykład przyznane w traktacie akcesyjnym, równocześnie ze wspomnianymi pułapami krajowymi, derogacje. Polska w trakcie negocjacji akcesyjnych wystąpiła o okresy przejściowe dla wybranych instalacji. W efekcie uzyskano zgodę na niestosowanie norm Dyrektywy, w większości przypadków do końca 2015 roku, dla 121 kotłów w 36 zakładach – elektrowniach, elektrociepłowniach i dużych elektrociepłowniach przemysłowych. Uzyskano także zgodę na odstępstwo w zakresie tlenków azotu dla 87 kotłów w okresie 2016 –2017, co jest związane ze zmniejszeniem standardów dyrektywy od 2016 roku z 500 do 200 mg/m³ oraz w zakresie emisji pyłu (do końca 2017 roku) dla kotłów w 28 ciepłowniach komunalnych.

Pierwszym widocznym skutkiem trudności z dotrzymaniem powyższych zobowiązań jest fakt iż od początku roku 2008 część krajowych bloków nie pracuje z powodu niedotrzymywania standardów emisji SO_2 (przyczyną bezpośrednią są opóźnienia w budowie instalacji odsiarczania spalin).

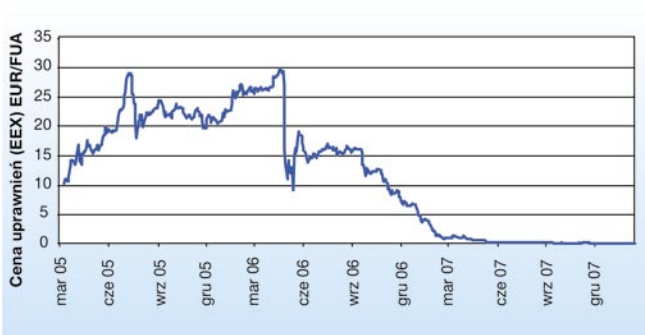
Ograniczenia emisji CO_2

Najbardziej dotkliwe od strony nakładów inwestycyjnych, ale także bariery technologicznej może okazać się wymuszanie redukcji emisji dwutlenku węgla z elektrowni opalanych węglem. Z uwagi na większą niż w przypadku pozostałych paliw kopalnych emisję jednostkową CO_2 handel emisjami zmniejsza konkurencyjność elektrowni węglowych (rys.10). Czynnikami decydującymi są tu limity uprawnień oraz ich ceny.

Zmiany historyczne cen uprawnień do emisji CO_2 przedstawiono na rysunku11. Początkowo wysokie ceny za okres rozliczeniowy 2005–2007, wywindowane do poziomu blisko 30 euro za tonę CO_2, ulegały kolejnym obniżkom wraz z napływem kolejnych informacji o bilansie uprawnień w systemie. Stosunkowo łagodne zimy oraz nadmiar przyznanych „uznaniowo" uprawnień były tu dwiema podstawowymi przyczynami załamania cen.



Rys. 10. Emisja jednostkowa CO_2 dla podstawowych paliw pochodzenia organicznego

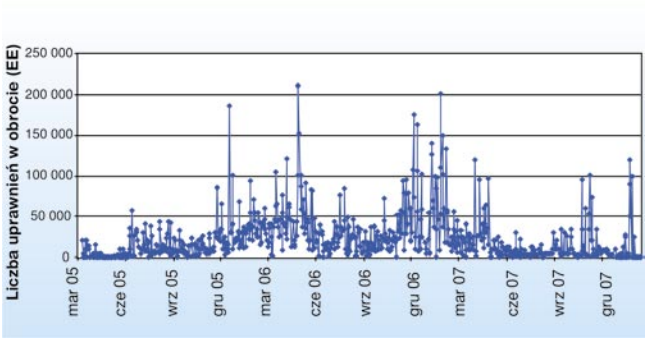


Rys. 11. Zmiany cen uprawnień do emisji CO_2 w okresie od marca 2005 do lutego 2008)

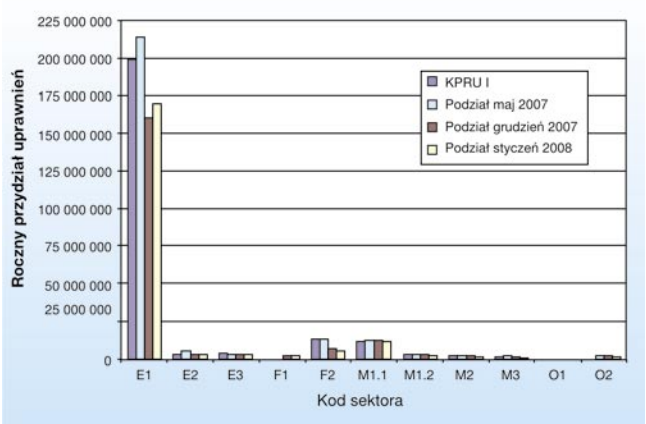
Ostatnie transakcje dokonywane są przy cenach mierzonych już w pojedynczych eurocentach. Notowania nie przekroczyły w roku 2008 poziomu 3 eurocentów za jedno uprawnienie. Od kwietnia 2007 ceny uprawnień były niższe od 1 euro, zaś od połowy 2007 oscylowały na granicy 10 eurocentów i poniżej. Taka sytuacja była przypuszczalnie przyczyną determinacji Komisji Europejskiej. Podstawowym jej celem stało się zdyscyplinowanie rynku drogą drastycznej weryfikacji zgłaszanych potrzeb emisyjnych. Polska stała się jedną z ofiar tej akcji. W wyniku „uszczelnienia" przez Komisję sytemu rozdzielnictwa uprawnień na lata 2008–2012 ich cena oscyluje obecnie na poziomie bliskim 30 euro, niektóre prognozy wskazują nawet na podwójny jej wzrost.

Obecnie przyznany decyzją Komisji limit uprawnień emisyjnych dla Polski to 208 mln ton rocznie w miejsce wnioskowanych do Komisji Europejskiej 289 mln ton. Wcześniejsze prace nad II KPRU doprowadziły do propozycji [8] Ministerstwa Środowiska (podział ogółem 259 mln ton – wraz z rezerwą na instalacje nowe oraz proponowane przez Ministerstwo Środowiska aukcje) poprzedzonej opracowaniem KASHUE [9] (podział ogółem 269 mln ton).

Po długim okresie konsternacji, będącej wynikiem tak znaczącej redukcji oraz braku zdecydowania co do dalszych losów podziału uprawnień do emisji CO_2 Ministerstwo zdecydowało się na opublikowanie w grudniu 2007 do konsultacji nowej propozycji podziału, w której miano by uwzględnić stan odpowiadający decyzji Komisji. Jak to jest widoczne z rysunku 13 sektor E1 (spalanie paliw), jako dominujący – ponad 85% całości – był w zasadzie jedynym, w który można było tę redukcję wtłoczyć.



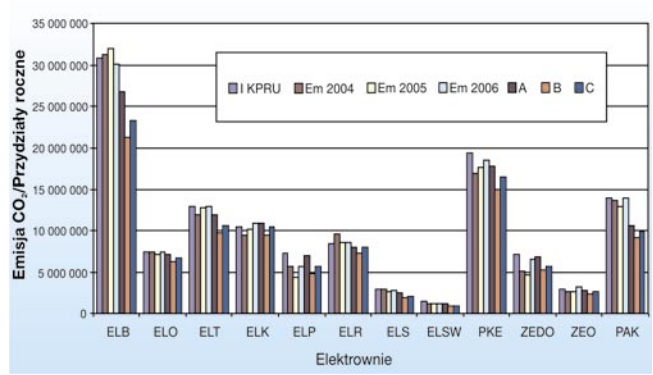
Rys. 12. Wolumen obrotu uprawnieniami do emisji CO_2 w dniach od marca 2005 do lutego 2008) EEX



Rys. 13. Podział uprawnień emisyjnych pomiędzy sektory w I KPRU (lata 200502007), oraz w trzech kolejnych propozycjach podziału na lata 2008-2012.
Oznaczenia poszczególnych sektorów. E1–spalanie paliw, E2–ra finerie, E3–piece koksownicze, F1-prażenie i spiekanie rud metali, F2-wytop surówki żelaza, M1.1-produkcja klinkieru, M1.2-produkcja wapna, M2-produkcja szkła, M3 produkcja ceramiki, O1, O2-pro-ukcja papieru

Propozycja z grudnia była wyjątkowo niekorzystna dla sektora elektrowni, a raczej generalnie dla pokrycia potrzeb emisyjnych na potrzeby produkcji energii elektrycznej (pokrycie potrzeb w wielu przypadkach w granicach 60–70%). Kolejna wersja propozycji, nieco skorygowana na korzyść producentów energii ukazała się w lutym 2008. Trudno jeszcze stwierdzić czy jest ona ostateczna, z pewnością jest jednak niewystarczająca z punktu widzenia zbilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną z potrzebami emisyjnymi. Jeśli sięgnąć pamięcią do podziału poprzedniego, takich propozycji, bardzo różnych, może być jeszcze kilka. Przypominają się również niedobre doświadczenia z niejasnymi kryteriami podziału w ramach kolejnych propozycji (przygotowywanych przez urzędników, z błędami w założeniach albo wręcz niejasnymi kryteriami podziału). Takimi błędami obie ostatnie propozycje są, niestety, obciążone.

Na rysunku 14 przedstawiono wspomniane propozycje rozdziału emisji CO_2 w ramach II KPRU w części dotyczącej sektora elektrowni zawodowych. Na ich tle, dla porównania zestawiono limity uprawnień przyznane na lata 2005-2007 (I KPRU) oraz emisję wykonaną w latach 2004, 2005 i 2006 w tych elektrowniach. Jak to jest widoczne, największe braki uprawnień w stosunku do emisji historycznej mają miejsce w przypadku elektrowni opalanych węglem brunatnym.



Rys. 14. Limity uprawnień proponowane elektrowniom zawodowym na tle emisji w latach 2004, 2005 i 2006 oraz podziału uprawnień na lata 2005-2007.
A-propozycja [8] z maja 2006, B-propozycja z grudnia 2007, C-propozycja z lutego 2008

Praktycznie wszystkie elektrownie uzyskały limity niższe od historycznych, przy prognozowanym utrzymaniu (wzroście) zapotrzebowania na produkcję. Trudno obecnie prognozować, jak zakończy się proces rozdziału uprawnień emisyjnych, w szczególności czy Polska uzyska większy od obecnie proponowanego limit uprawnień oraz czy decydenci w kraju docenią wagę problemu, którego zdają się nie zauważać. Niezależnie od tego otwarte do rozwiązania pozostanie dalsze zaostrzanie wymagań, w pierwszej kolejności – po roku 2012. Należy pamiętać przecież o realizacji Polityki Energetycznej UE (3 x 20, w tym 20% obniżenie emisji CO_2). Zgodnie z [1] zużycie węgla na potrzeby produkcji energii elektrycznej w Polsce ma wzrosnąć do roku 2020 (tab. 2), zapotrzebowanie gospodarki na węgiel ma zostać utrzymane na dzisiejszym poziomie (tab. 1). Czy na pewno i jak da się obniżyć emisję CO_2? Zapewne w stosunku do roku bazowego 1988, ale czy na przykład w stosunku do roku 2005?

Zapowiada się, że już w niedalekim czasie (od roku 2020) obligatoryjne stanie się budowanie w Europie elektrowni węglowych z instalacjami usuwania i zagospodarowania CO_2 ze spalin. Oznacza to co najmniej dwie konsekwencje:

– po pierwsze radykalny wzrost potrzeb własnych, a więc jednostkowego zużycia paliwa (utrata poprawy sprawności uzyskanej drogą podwyższania parametrów początkowych pary),
– po drugie znaczący wzrost kosztów budowy.

Oba czynniki będą wpływać na obniżenie konkurencyjności parowych elektrowni węglowych pracujących w „tradycyjnym" układzie z kotłem pyłowym i turbiną parową. Jeśli do tego czasu nie zostaną odtworzone (wymienione na nowe) moce produkcyjne w polskich elektrowniach węglowych, realizacja późniejsza takiego zadania może się okazać ponad siły naszego kraju. Omówienia sposobów ograniczania emisji CO_2 dokonywano w szeregu krajowych publikacji o charakterze przeglądowym, na przykład [10].

Od 2008 roku rozpoczął się II okres rozliczeniowy Wspólnotowego Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji (EU ETS). Polska energetyka znalazła się obecnie w zupełnie kuriozalnej sytuacji w zakresie posiadanych uprawnień do emisji dwutlenku węgla. Przy posiadanym majątku opartym na technologiach i paliwach, których nie sposób wymienić w ciągu nawet kilkunastu lat, uzyskany został pakiet uprawnień emisyjnych zupełnie

niewystarczający w przeciętnych warunkach. W elektrowniach opalanych węglem brunatnym starcza on zaledwie na około 70% potrzeb produkcyjnych związanych z zapotrzebowaniem na generowaną energię elektryczną. Dzieje się tak w sytuacji, gdy na przykład analogiczne elektrownie niemieckie dysponują pełnym zapasem potrzeb emisyjnych. Nadmienić należy, że równocześnie Polska dysponuje olbrzymim zapasem emisji CO_2 w stosunku do zobowiązań podjętych w Protokole z Kioto, zaś Niemcy mają bilans mocno napięty.

Podsumowanie

Niezbędnymi wyzwaniami czekającymi polską energetykę węglową w perspektywie najbliższych lat są:

- kontynuacja intensywnego inwestowania w instalacje ochrony środowiska; największym przedsięwzięciem, po dokończeniu budowy instalacji odsiarczania spalin w celu finalizacji procesu dostosowania do zmienionych właśnie standardów emisyjnych i dotrzymania pułapu krajowego będzie inwestowanie w ograniczanie emisji tlenków azotu; jeśli zmianie ulegnie stosowana obecnie w Polsce definicja źródła emisji, poważne wydatki czekają energetykę przemysłową i ciepłownictwo;
- wymiana zdekapitalizowanego majątku produkcyjnego na nowy – inwestycje o charakterze odtworzeniowym; wobec założenia wynikającego z polityki energetycznej państwa o utrzymaniu praktycznie na obecnym poziomie produkcji energii z węgla moc zainstalowana w elektrowniach węglowych nie musi być zapewne podwyższana;
- zapewnienie dostaw paliwa adekwatnych do planowanych potrzeb produkcyjnych wynikających (co najmniej) z realizacji zgodnych z [1] planów stabilizacji produkcji i stabilizacji mniej więcej na obecnym poziomie zużycia węgla kamiennego oraz brunatnego.

W chwili obecnej zupełnie nierozwiązany pozostaje problem dotrzymania nałożonych na polską energetykę zobowiązań w zakresie uczestnictwa w Europejskim Systemie Handlu Uprawnieniami do Emisji (CO_2). Jeśli stan olbrzymiego deficytu uprawnień w stosunku do potrzeb produkcyjnych zostałby utrzymany, wszystkie skutki trudno przewidzieć. Należy rozważyć bardzo radykalne środki. W grę wchodzi bardzo poważne zagrożenie bezpieczeństwa energetycznego.

W horyzoncie czasowym 2016 roku, a więc za około 8 lat,polskie elektrownie węglowe powinny być gotowe do spełnienia nowych wymogów emisyjnych w zakresie NO_x. Związane jest to z rozważeniem budowy instalacji usuwania tlenków azotu. Najpopularniejszym rozwiązaniem stosowanym w świecie jest tu budowa katalizatorów SCR. Wybrane dane dla tej technologii zestawiono w tabeli 10.

W nieco dłuższym horyzoncie czasowym rozważenia wymaga przygotowanie do realizacji w kraju bloków węglowych pracujących z niską emisją CO_2 (wybór technologii).

Wielu istotnych do rozwiązania dla całej energetyki węglowej kwestii nie rozwinięto szerzej, jako nie leżących w głównym nurcie rozważanego problemu. Należą do nich choćby wzrost wytwarzania energii elektrycznej w gospodarce skojarzonej czy konieczność dotrzymania zobowiązań w zakresie odpowiedniego udziału energii odnawialnej w wolumenie produkcji.

Tabela 10

Parametry ekonomiczne technologii SCR według DOE [11], przy skuteczności w granicach 60%

Moc bloku	125	250	700
Nakł. inwestycyjne, USD/kW	61	54	45
Koszty roczne, USD/rok	580 000	1 045 000	2 165 000
Koszty jedn. *, USD/t NO_x	2 811	2 500	2 165
Koszty jedn. *, mills/kWh	2,89	2,57	2,22

* Koszty przeliczono na rok 1996

Uwaga! Powyższe dane dotyczą węgli wysokozasiarczonych oraz instalacji budowanych w obiektach nowych. Dla instalacji poddawanych modernizacji koszty są wyższe:

- nakłady inwestycyjne, zależnie od warunków lokalnych 59–112 USD/kW;
- koszty jednostkowe usunięcia NO_x 1850–5 100 USD/t NO_x.

LITERATURA

[1] Polityka Energetyczna Polski do 2030 roku. Projekt, wersja 3.2 z dnia 10.09.2007. Minister Gospodarki, Warszawa, wrzesień 2007

[2] Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2005. Agencja Rynku Energii, Warszawa 2006

[3] Council Directive 96/61/EC of 24 September 1996 concerning integrated pollution prevention and control" (Dyrektywa Rady 96/61/WE z dnia 24 września 1996 roku w sprawie zintegrowanego zapobiegania zanieczyszczeniom i kontroli)

[4] Integrated Pollution Prevention and Control Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants". European Commission, July 2006 (Tłumaczenie polskie pt.: Dokument referencyjny dla najlepszych dostępnych technik dla dużych zakładów spalania)

[5] Directive 2001/80/EC of the European Parliament and of the Council of 23 October 2001 on the limitation of emissions of certain pollutants into the air from large combustion plants" (Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2001/80/WE z 23 października 2001 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych źródeł spalania paliw) *Official Journal of the European Communities* 27.11.2001

[6] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 20 grudnia 2005 r. w sprawie standardów emisyjnych z instalacji (Dz. U. 2005 nr 260 poz. 2181)

[7] Strategia rozwoju w Polsce wysokosprawnej kogeneracji – główne kierunki. Opracowanie Uczelnianego Centrum Badawczego Energetyki i Ochrony Środowiska oraz ITC Politechniki Śląskiej (nie publikowane). Warszawa, czerwiec 2007

[8] Krajowy plan rozdziału uprawnień do emisji CO_2 na lata 2008 – 2012". Ministerstwo Środowiska (Projekt) maj 2007)

[9] Projekt krajowego planu rozdziału uprawnień do emisji dwutlenku węgla w drugim okresie rozliczeniowym (lata 2008–2012). Krajowy Administrator Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji, Warszawa, maj 2005

[10] Badyda K., Krawczyk P.: Technologie ograniczania emisji CO_2 z energetyki, *Polska Energetyka Słoneczna* 2004, nr 2-4

[11] Clean Coal Technology Programs: Completed Projects 2003 U.S. DOE, Washington, December 2003