

Gospodarka pierwotnymi nośnikami energii w Polsce a ochrona środowiska przyrodniczego

*Eugeniusz Mokrzycki, Alicja Uliasz-Bocheńczyk
Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków*

1. Wprowadzenie

Współczesna gospodarka i rozwój cywilizacyjny powodują wzrost wykorzystania surowców energetycznych. Analizując dynamikę zmian struktury światowego bilansu paliwowo-energetycznego oraz jej perspektywy do 2020 roku i dalej należy stwierdzić, że udział węgla – jako źródła energii jest obecnie największy i ta tendencja utrzyma się do 2030 roku. Głównym konkurentem węgla jest i będzie w przyszłości gaz ziemny, jako zdecydowanie czystsze źródło energii.

Pozyskiwanie surowców energetycznych i ich przetwarzanie są najbardziej uciążliwe dla środowiska przyrodniczego. Jednym z najtrudniejszych do rozwiązania problemów ochrony środowiska jest obecnie nadmierna emisja gazów cieplarnianych. W tym zakresie konieczna jest współpraca wszystkich państw świata.

Świadomość negatywnego oddziaływania na środowisko przyrodnicze sprawiła, że jednym z głównych priorytetów Unii Europejskiej jest ograniczenie emisji gazów cieplarnianych z procesów wytwarzania energii elektrycznej. Rosnące zapotrzebowanie na energię bezpośrednią, przy spełnieniu wymagań ekologicznych, wymagać będzie stosowania czystych technologii węglowych oraz usuwania i składowania CO₂, tzw. technologii CCS. Te działania związane będą ze wzrostem kosztów wytwarzania energii elektrycznej.

Polska posiada znaczne zasoby pierwotnych paliw stałych, dlatego też krajowa energetyka jest oparta na tych nośnikach energii. W ponad 90% wytwarzana energia elektryczna pochodzi z węgla kamiennego i węgla brunatnego. W związku z tym zaniebdywano dywersyfikację paliw w kierunku węglowodórów płynnych i gazowych.

Wejście Polski do Unii Europejskiej w 2004 roku uzmysłowiło nam, że kraj musi się zmierzyć z wizjami zmian przygotowanych przez Komisję Europejską dla całej Unii. Plany i zamierzenia Unii nie przystają do naszej rzeczywistości i wcześniejszych planów [21, 29]. Aby sprostać wymaganiom ekologicznym, Polska musi dostosować swoją energetykę do standardów europejskich, co wiąże się z poniesieniem ogromnych środków finansowych w określonym horyzoncie czasowym.

2. Zasoby paliw pierwotnych w świecie i w Polsce

Rozwój cywilizacji na naszej planecie uzależniony jest od wykorzystania surowców mineralnych, w tym przede wszystkim kopalnych surowców energetycznych. Gospodarki państw wysoko rozwiniętych mogą zapewnić rozwój energetyki adekwatny do swoich potrzeb. Świat zafascynowany był kolejno: ropą naftową, energią jądrową, gazem, a obecnie odnawialnymi źródłami energii. Trzeba podkreślić, że w skali świata paliwa kopalne (węgiel kamienny, węgiel brunatny, ropa i gaz ziemny) zapewniają 80% popytu na pierwotne nośniki energii.

W tabeli 1 zamieszczono światowe zasoby (rezerwy) kopalnych surowców energetycznych w 2005 r. Z tabeli tej widać, że w strukturze zasobów kopalnych surowców energetycznych, surowce stałe stanowią ponad 60%, a resztę – węglowodory płynne i gazowe.

Tabela 1. Światowe zasoby (rezerwy) i zużycie kopalnych surowców energetycznych w 2005 rok (opracowano na podstawie Statistical Review of World Energy 2006)

Table 1. World resources (reserves) and use of energetic materials in 2005 (worked out on the basis of Statistical Review of World Energy 2006)

Wyszczególnienie	Rezerwy (zasoby udokumentowane) [Gton]	Struktura rezerw [%]	Zużycie [Mton]	Wystarczalność [lata]
Węgiel	537	62,4	2 929	183
Ropa naftowa	163	18,9	3 836	42
Gaz ziemny	161	18,7	2 474	65
Ogółem	861	100,0	9 239	93

Zasoby i produkcja węgla kamiennego

Zasoby (rezerwy) węgla kamiennego w poszczególnych regionach geograficznych świata zamieszczono w tabeli 2. Światowe zasoby udokumentowa-

ne węgla kamiennego w 2007 r. wynosiły około 431 mld ton, co stanowi około 51% zasobów węgla (kamiennego i brunatnego) [3]. Zasoby występujące w poszczególnych regionach geograficznych świata mają zróżnicowaną wielkość, jak również stopień rozpoznania.

Tabela 2. Zasoby węgla kamiennego (rezerwy) i węgla brunatnego w poszczególnych regionach geograficznych świata [66]

Table 2. Resources (reserves) of hard coal and brown coal in individual geographical regions of the world [66]

Kontynent/region geograficzny	Rezerwy [mld ton]			Struktura [%]	Wystarczalność zasobów (R/P) ³⁾ [lata]
	węgiel kamienny ¹⁾	węgiel brunatny ²⁾	ogółem		
Europa	102,0	170,2	272,2	32,1	224
Euroazja					
Ameryka Płn.	116,6	134,0	250,6	29,6	224
Ameryka Śr. i Płd.	7,2	9,0	16,2	1,9	188
Azja i kraje Pacyfiku	154,3	103,2	257,5	30,4	70
Afryka Środkowy Wschód	50,8	0,2	51,0	5,0	186
Świat, z tego	430,9	416,6	847,5	100,0	133
– UE	8,4	21,1	29,5	3,5	50
– OECD ⁴⁾	162,5	194,4	356,9	42,1	168
– FSU ⁵⁾	93,6	132,4	226,0	26,7	463
– pozostałe kraje	174,8	89,8	264,6	31,2	70

¹⁾ antracyt, węgle bitumiczne; ²⁾ węgle subbitumiczne, lignity; ³⁾ R/P – *Reserves/Production* (stosunek wielkości zasobów do wielkości wydobycia w 2007 r.);

⁴⁾ OECD – *Organisation for Economic Co-operation and Development*;

⁵⁾ FSU – *Former Soviet Union*

Największe zasoby węgla kamiennego posiadają Stany Zjednoczone Ameryki Północnej około 112,3 mld ton, co stanowi około 26% światowych zasobów węgla kamiennego. W dalszej kolejności idą: Chiny – 62,2 mld Mg (14,4%), Indie – 52,3 mld Mg (ponad 12%), Federacja Rosyjska – 49,1 mld Mg (11,3%), RPA – 48 mld Mg (11,1%) i Australia – 37,1 mld Mg (8,4%) [66].

W tabeli 3 przedstawiono geologiczne zasoby bilansowe surowców energetycznych w Polsce i ich wydobycie w 2007 r.

Tabela 3. Geologiczne zasoby bilansowe surowców energetycznych w Polsce i ich wydobycie w 2007 roku, mln ton (gaz ziemny w mld m³) [2]

Table 3. Geological balance resources of energetic fuels in Poland and their production in 2007, mln tons (natural gas in mld m³) [2]

Nośnik energii	Liczba złóż		Zasoby bilansowe		Wydobycie
	razem	zagospodarowane	stan na 31.12.2007	w tym zagospodarowane	
Węgiel kamienny	136	47	43 082	16 120	82,779
Węgiel brunatny	77	12	630	1 789	67,7
Ropa naftowa ¹⁾	84	68	23	20	0,70
Gaz ziemny ¹⁾	263	181	139	108	5,18
Metan pokładów węgla	51	22	99	25	0,53

¹⁾ zasoby wydobywalne

Węgiel kamienny w Polsce występuje w 136 złóżach, z tego tylko 47 złóż jest zagospodarowanych. Węgiel kamienny występuje w 3 zagłębiach węglowych: Górnośląskim, Dolnośląskim i Lubelskim (tabela 4). Zasoby bilansowe wszystkich krajowych złóż węgla kamiennego, w okresie procesu głębokiej restrukturyzacji górnictwa, zmniejszyły się o 22 428 mln ton, czyli o ponad 34% i według stanu na 31.12.2007 r. wynosiły 43 082 mln ton [2]. Z tej liczby 43 mld ton zasobów bilansowych węgla kamiennego tylko 16 mld stanowią złoża zagospodarowane, z których można wydobyć około 4,2 mld ton węgla (zasoby operatywne).

W tabeli 5 zamieszczono głównych producentów węgla kamiennego w latach 2004÷2006 [17]. Trzeba podkreślić, że Chiny pozyskują połowę globalnej produkcji węgla kamiennego. Polska w 2007 r. wydobyla 82,779 mln ton węgla (tabela 3).

Tabela 4. Zasoby udokumentowane węgla kamiennego w Polsce, mln Mg [2]

Table 4. Documented resources of hard coal in Poland, mln Mg [2]

Zagłębie węglowe	Stan na 31.12.1990		Stan na 31.12.2007	
	zasoby bilansowe	zasoby przemysłowe	zasoby bilansowe	zasoby przemysłowe
Górnośląskie ogółem	57 164	16 568	33 793	3 866
w tym złoża zagospodarowane	29 192	16 168	15 292	3 866
Dolnośląskie ogółem	457	248	–	–
w tym złoża zagospodarowane	385	248	–	–
Lubelskie ogółem	7 889	476	9 288	342
w tym złoża zagospodarowane	485	194	827	342
Razem Zagłębia ogółem	65 510	17 292	43 082	4 209
w tym złoża zagospodarowane	30 062	16 610	16 119	4 209

Tabela 5. Główni producenci węgla kamiennego w latach 2004÷2006, mln ton [17]

Table 5. Main producers of hard coal in the years 2004÷2006, mln ton [17]

Kraj	Rok		
	2004	2005	2006
Chiny	1 956,0	2 158,9	2 481,5
USA	943,3	962,4	989,5
Indie	382,0	403,0	427,1
Australia	285,9	304,9	309,4
RPA	242,8	245,0	244,4
Rosja	189,8	202,9	233,2
Indonezja	132,4	152,2	169,0
Polska	101,2	97,9	95,2
Kazachstan	83,1	82,8	91,5
Kolumbia	54,2	59,1	63,7
Świat	4 633,8	4 934,0	5 363,8

Zasoby i produkcja węgla brunatnego

Zasoby (rezerwy) węgla brunatnego w regionach geograficznych świata zamieszczono w tabeli 2. Światowe zasoby udokumentowane węgla brunatnego w 2007 r. wynosiły około 417 mld ton, co stanowi około 49% zasobów węgla (kamienny + brunatny) [3].

Największe zasoby węgla brunatnego posiadają: Stany Zjednoczone Ameryki Północnej około 130,5 mld ton, co stanowi około 31,3% światowych zasobów węgla brunatnego. Dalej idą: Federacja Rosyjska – 108 mld Mg (26%), Chiny – 52,3 mld Mg (12,6%) i Australia – 39,5 mld Mg (9,5%).

W tabeli 3 zamieszczono geologiczne zasoby bilansowe węgla brunatnego i jego wydobycie w 2007 r.

Natomiast w tabeli 6 podano głównych producentów węgla brunatnego w latach 2005÷2007 (rok 2007 tylko wydobycie prawdopodobne).

Tabela 6. Główni producenci węgla brunatnego, mln ton [5]

Table 6. Main producers of brown coal, mln ton [5]

Lp.	Państwo	Rok		
		2005	2006	2007*
1.	Niemcy	177,9	176,3	180,4
2.	Rosja	73,7	74,1	72,3
3.	Australia	67,2	67,7	72,3
4.	USA	76,2	76,4	71,2
5.	Turcja	56,2	61,9	70,0
6.	Grecja	69,4	64,5	64,4
7.	Polska	61,6	60,8	57,5
8.	Czechy	54,9	54,7	54,5
9.	Kanada	36,8	36,5	36,6
10.	Serbia + Czarnogóra	35,1	36,8	35,6
11.	Rumunia	31,1	34,9	35,5
12.	Indie	30,2	31,3	32,8
13.	Bułgaria	24,7	25,7	28,3
14.	Indonezja	25,7	27,8	28,0
15.	Tajlandia	20,9	19,0	17,9
16.	Pozostałe kraje	87,5	88,0	87,9
17.	Razem	929,1	937,3	945,2

*szacunek

Największym producentem węgla brunatnego na świecie są Niemcy, które w 2006 r. wydobuły ponad 176 mln ton, co stanowi około 19% ogólnego

(światowego) wydobycia. Dalej idą takie kraje jak: Federacja Rosyjska – 74,1 mln ton, Australia – 67,7 mln ton, Stany Zjednoczone Ameryki Północnej – 76,4 mln ton.

W tabeli 7 zamieszczono charakterystykę krajowych kopalń węgla brunatnego: liczba odkrywek, zdolność wydobywcza, wydobycie roczne, zasoby operatywne, wskaźnik szczypania złoża.

Tabela 7. Kopalnie węgla brunatnego [22]

Table 7. Mines of brown coal [22]

Lp.	Wyszczególnienie	KWB				
		Adamów	Bełchatów	Konin	Turów	Razem
1.	Liczba czynnych odkrywek	3	2	4	1	10
2.	Zdolność wydobywcza, mln Mg/rok	4,5	38,5	15	15	73
3.	Roczne wydobycie węgla, mln Mg	4,9	33,0	10,7	11,0	59,6
4.	Zasoby operatywne, mln Mg	74	980	480	387	1 921
5.	Wskaźnik szczypania, lata	15	30	45	35	32

Zasoby i produkcja ropy naftowej

Ropa naftowa stanowi dominujący surowiec energetyczny w strukturze energii pierwotnej; zasoby tego nośnika w skali globalnej szacowane są na ponad 160 mld toe, co stanowi około 19% światowych zasobów kopalnych (tabela 1). Rozmieszczenie dotychczas udokumentowanych zasobów (rezerw) ropy naftowej jest bardzo nierównomierne. Ponad 60% rezerw ropy naftowej znajduje się w krajach Bliskiego Wschodu (tabela 8). Trzy kraje arabskie z tego regionu: Arabia Saudyjska, Iran i Irak posiadają około 42% światowych zasobów ropy naftowej. Jest to sytuacja niekorzystna ze względów gospodarczych i politycznych, gdyż region ten jest niestabilny gospodarczo i politycznie.

W Polsce zasoby bilansowe ropy naftowej udokumentowano w 84 złożach i wynoszą one około 23 mln ton, z tego około 20 mln ton stanowią zasoby złóż zagospodarowanych (tabela 3) a około 15 mln ton – zasoby przemysłowe. Struktura udokumentowanych zasobów ropy naftowej w złożach zagospodarowanych kształtuje się następująco: Niż Polski – 84,4%, Szelf Bałtyku – 12,7%, Karpaty – 1,7%, Przedgórze Karpat – 0,8%. Wydobycie ropy naftowej w 2007

roku w Polsce wynosiło 700,5 tys. ton, z tego: Niż Polski – 465 tys. ton, Szelf Bałtyku – 191 tys. ton, Karpaty – 26,2 tys. ton, Przedgórze Karpat – 18,3 tys. ton.

Tabela 8. Rozmieszczenie udokumentowanych zasobów (rezerw) ropy naftowej w regionach geograficznych świata w 2005 r. [36]

Table 8. Spacing of documented resources (reserves) of petroleum in geographical regions of the world in 2005 [36]

Region geograficzny świata	Zasoby	
	mln ton	%
Bliski Wschód	96 935	60,7
Afryka Północna	8 645	5,5
Afryka Środkowa	8 202	5,2
Rosja	10 027	6,3
Basen Morza Kaspijskiego	6 119	3,9
Basen Morza Północnego	1 927	1,2
Europa pozostała	546	0,3
Ameryka Północna	7 921	4,9
Ameryka Południowa	14 283	8,9
Azja	4 776	2,9
Oceania	263	0,2
Świat	159 644	100,0

Zasoby i produkcja gazu ziemnego

Rozmieszczenie w świecie obecnych zasobów gazu ziemnego, wykazuje dużą zbieżność z występowaniem ropy naftowej, jest to zrozumiałe ze względu na wspólny proces ich generowania. Zasoby gazu ziemnego w skali świata szacowane są na około 161 mld toe, co stanowi około 19% zasobów pierwotnych surowców energetycznych (tabela 1).

W tabeli 9 przedstawiono zasoby udokumentowane gazu ziemnego w regionach geograficznych świata w 1990 i 2004 r.

Największe udokumentowane zasoby gazu ziemnego występują na Bliskim Wschodzie, ponad 40% oraz w Rosji – około 32% światowych zasobów gazu ziemnego. W Europie zasoby gazu ziemnego stanowią zaledwie 3,7% światowych zasobów gazu.

Tabela 9. Zasoby gazu ziemnego w latach 1990÷2004 [47]

Table 9. Resources of natural gas in the years 1990÷2004 [47]

Region świata	Zasoby udokumentowane [mld m ³]		Udział w świecie [%]	
	1990	2004	1990	2004
Ameryka Północna	9 378	8 341	6,6	4,1
OECD Europa	6 004	7 220	4,2	3,5
OECD Pacyfik	2 461	2 280	1,7	1,5
Inne (Europa)	617	480	0,4	0,2
FSU	55 000	56 160	38,7	31,9
Środkowy Wschód	43 056	49 485	30,3	40,7
Afryka	9 771	10 248	6,9	7,8
Azja	10 023	10 961	7,1	6,5
Ameryka Łacińska	5 694	6 288	4,0	3,8
Świat	142 004	152 563	100,0	100,0

Światowa Rada Energetyczna prognozuje (Living One World 2001), że konwencjonalne zasoby gazu ziemnego mogą wynosić około 280 mld toe, natomiast zasoby prognostyczne gazu niekonwencjonalnego nawet 258 mld toe. Dotyczy to przede wszystkim gazu znajdującego się w hydratách gazowych, gdzie dotychczas nie udało się opracować przemysłowej metody pozyskiwania tego gazu.

Niekonwencjonalne zasoby gazu ziemnego to głównie [36]:

- gaz ziemny o niskiej jakości znajdujący się w złożach trudno dostępnych, zaniechanych,
- metan pokładów węgla,
- gaz w warstwach o niskiej i bardzo niskiej przepuszczalności poniżej 0,1 mD,
- gaz znajdujący się w złożach na dużych głębokościach (3000 do 7000 m o temperaturze 150°C) oraz nasycający zmineralizowane wody złożowe,
- gaz w postaci hydratów.

W Polsce gaz ziemny występuje w 263 złożach, w tym 181 złóż jest zagospodarowanych. Zasoby bilansowe gazu ziemnego (na 31.12.2007 r.) wynoszą około 139 mld m³, w tym około 108 mld m³ stanowią zagospodarowane (tabela 3). Struktura zasobów gazu ziemnego w złożach zagospodarowanych kształtuje się następująco: Niż Polski – 63,2%, Przedgórze Karpat – 35,0%, Szelf Bałtyku – 0,9%, Karpaty – 0,9%. Wydobycie gazu ziemnego w Polsce w 2007 r. kształtowało się następująco: ogółem – 5 183,47 mln m³, w tym: Niż Polski – 3 333,9 mln m³,

Przedgórze Karpat – 1 798,23 mln m³, Karpaty – 30,3 mln m³, Szelf Bałtyku – 21,01 mln m³.

Metan pokładów węgla

Metan pokładów węgla występuje przede wszystkim w złożach węgla Górnośląskiego Zagłębia Węglowego, w Dolnośląskim Zagłębiu Węglowym koncentracje metanu są znacznie mniejsze, natomiast w Lubelskim Zagłębiu Węglowym wielkości wystąpień metanu nie zostały jeszcze ocenione.

W tabeli 10 przedstawiono zasoby metanu pokładów węgla; udokumentowane zasoby bilansowe metanu w 51 złożach oszacowano na około 99 mld m³, w tym w 30 złożach w obszarach eksploatowanych – ponad 33 mld m³.

Tabela 10. Zasoby metanu pokładów węgla, mln m³ [2]

Table 10. Coal strata methane resources, mln m³ [2]

Wyszczególnienie	Zasoby wydobywalne		Zasoby przemysłowe	Emisja z wentylacją	Wydobycie
	bilansowe	pozabilansowe			
Złoża udokumentowane 51 złóż	98 640	16 600	5 040	89	527
w tym w obszarach eksploatowanych złóż węgla 30 złóż	33 106	569	3 871	89	527
w tym w pokładach poza zasięgiem eksploatacji górniczej węgla 21 złóż	65 534	16 031	1 170	–	–

3. Prognoza krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną

Prognozowane zapotrzebowanie na energię elektryczną ma na celu z jednej strony takie zaprogramowanie systemu elektroenergetycznego aby umożliwił obecne i przyszłe zapotrzebowanie na dostawę energii elektrycznej, a z drugiej – dla producentów paliw, przede wszystkim producentów węgla kamiennego i węgla brunatnego, ocenę możliwości pozyskania tych nośników.

Występuje wiele prognoz zapotrzebowania na energię elektryczną opracowanych przez szereg instytucji i autorów, między innymi:

- Ministerstwo Gospodarki i Pracy [43],
- Ministerstwo Gospodarki [44],

- Krajowy Plan Rozdziału Uprawnień II (2007),
- prognoza autorska prof. Z. Maciejewskiego (2007) [28].

Do rozważań przyjęto dokument, który obecnie jest wciąż projektem, a mianowicie Polityka Energetyczna Polski do 2030 roku (2007) [44]. Ostateczna wersja nowego projektu ma być gotowa do końca 2008 roku. Krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną do 2030 roku przedstawiono w tabeli 11 oraz prognozę zużycia paliw do produkcji energii elektrycznej – tabela 12.

Zapotrzebowanie na energię elektryczną (brutto) w 2020 r. oszacowano na poziomie 204,5 TW·h (tabela 11), natomiast energia elektryczna bezpośrednia (finalna) stanowi 149 TW·h. Na uwagę zasługują zbyt duże wielkości dotyczące strat przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej.

Tabela 11. Prognoza krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną do 2030 roku, TW·h [44]

Table 11. Forecast of electric energy demand in Poland up to 2030, TW·h [44]

Wyszczególnienie	Rok				
	2010	2015	2020	2025	2030
Energia finalna	115,4	130,4	148,8	179,2	207,6
Sektor energii	19,4	20,7	22,4	24,3	26,3
Straty przesyłu i dystrybucji	14,6	15,3	16,2	18,8	21,3
Potrzeby własne elektrowni	13,9	15,2	17,0	20,7	24,7
Zapotrzebowanie brutto	163,3	181,6	204,5	243,0	279,8
Straty przesyłu i dystrybucji [%]*	9,8	9,2	8,7	8,5	8,3
Produkcja OZE	12,3	14,3	16,6	19,7	22,5
Udział OZE w zapotrzebowaniu brutto [%]	7,5	7,9	8,1	8,1	8,0
Udział OZE w sprzedaży odbiorcom końcowym [%]	10,0	10,3	10,5	10,4	10,3

* w odniesieniu do energii wprowadzonej do sieci

Z analizy tabeli 12 wynika, że kopalne paliwa stałe (węgiel kamienny i węgiel brunatny) stanowią ponad 60% zużycia wszystkich nośników energii. Od 2025 r. przewidywana jest energia jądrowa.

Tabela 12. Prognoza zużycia paliw do produkcji energii elektrycznej do 2030, tys. ton [44]
Table 12. Forecast of fuels use for production of electric energy up to 2030, thou. ton [44]

Wyszczególnienie	Rok				
	2010	2015	2020	2025	2030
Węgiel kamienny	22 876	23 790	26 359	25 893	23 171
Węgiel brunatny	11 556	12 443	12 032	12 763	12 750
Gaz ziemny	1 281	1 852	2 192	3 389	4 707
Produkty naftowe	554	575	617	652	659
Energia jądrowa	0	0	0	5 099	12 748
Energia odnawialna	2 556	2 795	3 158	3 698	4 246
Odpady	136	145	163	184	199
Razem	38 959	41 600	44 521	51 680	58 480

4. Wpływ spalania pierwotnych nośników energii na środowisko przyrodnicze

Emisja dwutlenku siarki

Podstawowym problemem dotyczącym zawartości siarki w węglu jest emisja dwutlenku siarki i związane z tą emisją problemy ochrony środowiska przyrodniczego. Do określenia dopuszczalnych emisji stosuje się wskaźniki emisji, wyrażone w jednostkach masy emitowanego zanieczyszczenia, odniesionych do jednostki energii chemicznej paliwa (g/GJ) lub w jednostkach masy zanieczyszczenia odniesionych do objętości emitowanych gazów spalinowych (mg/Nm^3) w przeliczeniu na spaliny suche o określonej zawartości tlenu.

W spalinach siarka występuje w postaci SO_2 (90–99%) i w niewielkiej ilości jako SO_3 . Emisja tlenków siarki zależy od zawartości siarki w węglu oraz sposobu jej związania [20, 26, 39, 48, 64].

Do metod pierwotnych ograniczenia emisji dwutlenku siarki zaliczyć należy: spalanie węgla zawierającego niskie zawartości siarki oraz stosowanie technologii spalania w warstwie fluidyzacyjnej.

Do metod wtórnych ograniczenia emisji należą metody odsiarczania spalin: mokre, suche, półsuche oraz regeneracyjne.

Tlenki azotu

Powstawanie tlenków azotu w procesie spalania węgla jest bardzo złożone, gdyż emisja związana jest nie tylko z azotem zawartym w węglu, ale również z powietrzem dostarczonym do spalania. Wyróżnia się trzy mechanizmy tworzenia NO_x : termiczny (utlenianie azotu z powietrza), szybki (natychmiastowy), paliwowy (azot zawarty w węglu) [26, 39].

Termiczne tlenki azotu można ograniczyć poprzez obniżenie temperatury w palenisku oraz poprzez skrócenie czasu przebywania paliwa w strefie wysokich temperatur. Szybkie tlenki azotu tworzą się w obecności węglowodorów i nadmiaru powietrza (warunki stechiometryczne) [45, 67]. Zawartość azotu w węglu wynosi około 0,6÷2,8% [20]. Część azotu uwalnia się podczas ogrzewania i utlenia się w palnikach, reszta pozostaje w stałej pozostałości po odgazowaniu (koksik, sadza) i utlenia się proporcjonalnie do stopnia ich spalania. Ograniczenie emisji paliwowych tlenków azotu można realizować poprzez prowadzenie procesu spalania w taki sposób, ażeby uwalnianie substancji lotnych następowało w strefie wysokich temperatur w środowisku redukcyjnym. Proces ten jest realizowany w palnikach niskoemisyjnych. Ograniczenie emisji paliwowych tlenków azotu jest z powodzeniem realizowane w technologii spalania fluidalnego, gdzie również znacznej redukcji ulega emisja dwutlenku siarki.

W literaturze spotyka się znaczne rozbieżności dotyczące oszacowania prawdopodobnego stopnia konwersji azotu w tlenki azotu [4, 25, 45, 67].

Do pierwotnych metod obniżenia emisji tlenków azotu zalicza się: stosowanie palników niskoemisyjnych, spalanie dwustrefowe (niestechiometryczne), recyrkulacja spalin, zmniejszenie współczynnika nadmiaru powietrza. Do metod wtórnych należą: selektywna redukcja katalityczna (SCR) oraz metody łącznego odsiarczania i odazotowania spalin [24].

Emisja pyłów

Pyły lotne stanowią niepalne części węgla, pochodzące z substancji mineralnej oraz niespalone cząstki substancji organicznej. Ilość pyłu powstająca w procesie spalania jest uzależniona od zawartości popiołu (substancji mineralnej) w węglu, rodzaju paleniska i warunków spalania.

Popiół lotny jest usuwany z gazów spalinowych za pomocą odpylaczy mechanicznych (cyklony, multicyklony, elektrofiltry, filtry). W energetyce zawodowej stosuje się elektrofiltry i filtry tkaninowe, pozwala to na osiągnięcie skuteczności odpylania powyżej 99,5% [26, 61].

Odpady stałe

Energetyka w kraju oparta jest przede wszystkim na paliwach stałych – węglu kamiennym i węglu brunatnym. Spalanie tych surowców energetycznych jest źródłem różnorodnych odpadów, takich jak: popioły lotne, żużle, mieszaniny żużlowo–popiołowe, mikrosfery, popioły z kotłów fluidalnych, gips z odsiarczania spalin metodą mokrą wapienną, odpady z odsiarczania spalin metodami półsuchymi i suchymi. Odpady te kiedyś stanowiły poważny problem środowiskowy. Obecnie nastąpił znaczny wzrost ich użytkowania.

Jednym z ważniejszych odpadów energetycznych są popioły lotne, które wychwytywane są metodami elektrostatyczną lub mechaniczną.

W 2005 r. emisja popiołu lotnego z energetyki zawodowej wynosiła około 39,5 tys. ton, z tego 29,5 tys. ton z węgla kamiennego i około 10 tys. ton z węgla brunatnego. Z tej wielkości wyemitowanych pyłów ponad 12,7 tys. ton zostało wychwyconych i z tego około 8,7 tys. ton – zagospodarowanych [60].

Podjęmowane są próby wielokierunkowego zastosowania gospodarczego odpadów energetycznych [11, 31, 33, 57, 58, 63].

Tlenki węgla

W trakcie procesu spalania tlen z powietrza reaguje z atomami węgla i wodoru tworząc dwutlenek węgla i parę wodną. Emisja CO₂ jest proporcjonalna do zawartości pierwiastka C w paliwie. Emisja dwutlenku węgla przyczynia się do efektu cieplarnianego.

W Polsce ponad 90% energii elektrycznej jest wytwarzane z węgla, przy czym około 55% energii elektrycznej jest wytwarzane z węgla kamiennego, a około 40% – z węgla brunatnego. Węgiel kamienny i brunatny mają największe jednostkowe emisje dwutlenku węgla spośród pozostałych pierwotnych nośników energii – tabela 13.

Tabela 13. Jednostkowa emisja dwutlenku węgla w procesie spalania pierwotnych nośników energii [37]

Table 13. Unit emission of carbon dioxide during incineration of primary energy carriers [37]

Nośnik energii	Jednostkowa emisja [kg CO ₂ /GJ]
Węgiel kamienny	94,6
Węgiel brunatny	101,20
Ropa naftowa	74,07
benzyna	66,00
nafta	71,50
olej napędowy	74,07
olej opałowy	77,37
Gaz ziemny	56,10

Jednym ze sposobów redukcji emisji dwutlenku węgla jest jego wychwytywanie i bezpieczne składowanie w geosferze, biosferze lub oceanach. Działania takie noszą nazwę sekwestracji (ang. *sequestration*). Sekwestracja bardzo ściśle jest związana z określeniem **Carbon Capture and Storage** (CCS), które obecnie powszechnie jest stosowane.

Istnieje szereg technologii umożliwiających otrzymanie strumienia CO₂ [13, 18, 55]:

- wychwytywanie przed spalaniem (*precombustion capture*); spadek sprawności układu wynosi od 4 do 7,4% dla IGCC (*Integrated Gasification Combined Cycle*) z konwersją CO przy sprawności usuwania CO₂ wynoszącej 80÷90% oraz 14,5% w przypadku stosowania GTCC (*Gas Turbine Combined Cycle*) z reformowaniem pary wodnej;
- tlenowe spalania węgla (*oxy fuel combustion*); spadek sprawności układu wynosi 4,8÷8,5% w przypadku układów IGCC, natomiast w przypadku systemów energetycznych spalających gaz ziemny około 6%;
- wychwytywanie po spalaniu (*post combustion capture*); obniżenie sprawności energetycznej wynosi 8÷11% w przypadku sprawności usuwania wynoszącej 80÷90% dla elektrowni spalającej węgiel, natomiast w przypadku stosowania paliwa gazowego – od 5,5 do 11%.

Występuje wiele metod oddzielania CO₂ ze spalin [34]. Technologiami, które mogą być stosowane do oddzielania CO₂ ze spalin emitowanych z dużych źródeł są: absorpcja (chemiczna i fizyczna), adsorpcja, separacja membranowa, kriogenika, ogniwa paliwowe.

Procesy absorpcji fizycznej i chemicznej są szeroko stosowane do wychwytywania dwutlenku węgla w petrochemii oraz przemyśle chemicznym. Przy wysokim ciśnieniu absorpcja chemiczna wymaga energii około 0,11 kW·h/kg CO₂ [43] i około 0,33 kW·h/kg CO₂ przy niskim ciśnieniu [50]. Natomiast, zapotrzebowanie na energię w procesie absorpcji fizycznej przy wysokim ciśnieniu wynosi około 0,03 kW·h/kg CO₂.

Stosowane są trzy rodzaje adsorpcji do oddzielania CO₂ [55]:

- zmiennociśnieniowa PSA (*Pressure Swing Adsorption*),
- zmiennotemperaturowa TSA (*Temperature Swing Adsorption*),
- zmiennoelektryczna (*Electric Swing Adsorption*).

Zużycie energii przy wychwytywaniu CO₂ metodą adsorpcji wynosi 0,16÷0,17 kW·h/kg CO₂ (w zależności od koncentracji CO₂ w gazie doprowadzonym [13]).

W przypadku wychwytywania CO₂ stosowane są dwa rodzaje membran: membrany separujące gaz (ceramiczne i polimerowe) i membrany absorbujące gaz. Zużycie energii w metodzie membranowej wynosi od 0,04 do 1 kW·h/kg CO₂ [12].

Przy zastosowaniu ogniwo paliwowych dwutlenek węgla może być separowany zarówno z paliwa gazowego jak i ze spalin. Występuje wiele typów ogniwo polimerowych. Zapotrzebowanie na dodatkową energię w przypadku

ogniów paliwowych wynosi $0,05 \div 0,11$ kW·h/kg CO₂, zapotrzebowanie to powoduje obniżenie całkowitej sprawności elektrowni węglowej o około $1,5 \div 4,3\%$, a spalającej gaz – $1,0 \div 2,4\%$ [13].

Główne metody sekwestracji to [53, 62]:

- unieszkodliwienie w ekosystemach ziemskich,
- składowanie w oceanach,
- mineralna karbonatyzacja,
- sekwestracja geologiczna.

Unieszkodliwianie CO₂ przez ekosystemy jest jedną z możliwości redukcji jego emisji do atmosfery. Węgiel jest przechowywany w biomase ponad ziemią (drzewa, rośliny) i poniżej (gleba, korzenie, mikroorganizmy). Pojemność ekosystemów jest jednak ograniczona, dlatego też dąży się do zalesiania nowych terenów, ochrony terenów zielonych, rewitalizację terenów zdegradowanych itp.

W oceanach uwięzione jest około 38 bilionów ton CO₂, rocznie około 2 mld ton węgla jest absorbowane przez wody oceanów [53].

Zaproponowano kilka rozwiązań zatłaczania CO₂ do głębin oceanicznych [42, 53]:

- zatłaczanie na pośrednie głębokości 1500÷2000 m,
- zatłaczanie na duże głębokości powyżej 3000 m,
- wrzucanie bloków stałego CO₂ do głębin oceanicznych.

Mineralna karbonatyzacja jest jedną z metod sekwestracji CO₂ i polega na reakcji CO₂ z występującymi w przyrodzie minerałami bądź odpadami mineralnymi, w wyniku których powstają trwałe związki węglanowe [32, 57, 58, 60, 63].

Składowanie dwutlenku węgla w głębokich strukturach geologicznych jest obecnie przedmiotem wielu publikacji [15, 16, 19, 30, 42, 51, 52].

Podstawowym warunkiem decydującym o możliwości podziemnego składowania dwutlenku węgla jest występowanie pokładów o dużej miąższości, rozległości i dobrych właściwościach pochłaniania znajdujących się pod izolacyjną warstwą skał. Dwutlenek węgla będzie wchodził w szereg procesów chemicznych w układach: CO₂ – woda słona, CO₂ – skała, woda słona z CO₂ – skała [7].

Rozważane są następujące miejsca podziemnego składowania:

- głębokie poziomy wodonośne; posiadają największy długofalowy potencjał składowania CO₂, wady: słabo rozpoznane formacje geologiczne, brak potwierdzenia szczelności [27];

- eksploatowane i szcerpane złoża węglowododorów (ropy naftowej i gazu ziemnego); zaletą są stosunkowo niskie koszty składowania i sprawdzone zbiorniki, natomiast wadą – ograniczona pojemność [42];
- głębokie nie eksploatowane pokłady węgla; zaleta: potencjalnie niskie koszty, wada: niedopracowana technologia [14, 65].

5. Regulacje Unii Europejskiej odnośnie zanieczyszczeń konwencjonalnych

Emisja gazów cieplarnianych w krajach UE–27 w 2006 r. wyniosła 5,143 mld ton ekwiwalentu CO₂ i zmniejszyła się do roku bazowego (rok 1990) o 7,7%, natomiast dla krajów UE–15 emisja ta wyniosła 4,15 mld ton i stanowiła 97,8% emisji w roku bazowym [1].

Największym emitentem gazów cieplarnianych spośród podsektorów w sektorze gospodarki energetycznej jest przemysł energetyczny, który w 2006 roku wyemitował 1,591 mld ton ekwiwalentu CO₂ (94,5% roku bazowego). Polska w skali UE jest emitentem około 7,8% gazów cieplarnianych i około 6% emisji CO₂. W 2006 r. emisja gazów cieplarnianych wyniosła 400,5 mln ton ekwiwalentu CO₂, z tego 330 mln ton to emisja CO₂ [1, 8]. Emisja gazów cieplarnianych jest więc problemem światowym.

W tym zakresie Unia wydała między innymi dwie istotne dyrektywy:

- Dyrektywa 2001/80/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 października 2001 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych źródeł spalania paliw (tzw. Dyrektywa LCP – *Large Combustion Plants*),
- Dyrektywa 2001/81/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 października 2001 r. w sprawie krajowych pułapów emisji dla niektórych zanieczyszczeń powietrza (tzw. Dyrektywa NEC – *National Emission Ceilings for certain atmospheric pollutants*).

Dyrektywa 2001/80/WE określa limity trzech zanieczyszczeń: dwutlenku siarki SO₂, tlenki azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu NO₂ i pyłu.

Wielkość limitu zależy od mocy cieplnej poszczególnych instalacji. Limity emisji są określane dla źródeł o mocy cieplnej od 50 MW i dotyczą paliw stałych, ciekłych i gazowych.

Dyrektywa LCP stwarza możliwość obniżenia emisji SO₂, NO_x i pyłów z dużych istniejących źródeł spalania paliw poprzez:

- dotrzymanie przez poszczególne źródła standardów emisji wyrażonych w mg zanieczyszczenia na Nm³, z uwzględnieniem rodzaju i mocy źródła oraz zadanego harmonogramu wdrożenia limitów,

- realizację tzw. Krajowego Planu Redukcji Emisji (KPRE), obejmującego istniejące źródła, które nie będą korzystały z naturalnej derogacji dyrektywy.

Negatywne oddziaływanie emisji gazów i pyłów na środowisko przyrodnicze widoczne było już kilkadziesiąt lat temu. Natomiast realne przeciwdziałanie temu oddziaływaniu zostało podjęte przez społeczność międzynarodową w latach siedemdziesiątych ubiegłego wieku. Problem negatywnego oddziaływania gazów ze spalania paliw został zasygnalizowany już w raporcie Klubu Rzymskiego [35].

Konferencja ONZ, która odbyła się w Sztokholmie w 1972 r., w swojej Deklaracji problem ograniczenia emisji uznała za najważniejszy dla ochrony środowiska przyrodniczego.

Od początku lat dziewięćdziesiątych ubiegłego wieku problem ochrony środowiska stanowi istotne ogniwo w strategii światowego rozwoju gospodarki. Wymienić tutaj należy:

- Konwencję Genewską, która została podpisana w 1979 roku i obejmującą osiem protokołów (sześć tych protokołów powstało w latach dziewięćdziesiątych):
 - I Protokół siarkowy, 1985 r.; ustalił wymogi minimum 30% redukcji emisji w poszczególnych krajach,
 - Protokół azotowy, 1988 r.,
 - Protokół dotyczący kontroli emisji Lotnych Związków Organicznych (*VOCs – Volatile Organic Compounds*),
 - II Protokół siarkowy, 1994 r.; całkowita emisja dwutlenku siarki powinna być obniżona do 2000 tys. ton do roku 2008, a od roku 2010 do 1398 tys. ton,
 - Protokół dotyczący ograniczenia emisji metali ciężkich, 1998 r.,
 - Protokół dotyczący Nie Metanowych Trwałych Związków Organicznych (NMTZO), 1998 r.,
 - Protokół w sprawie ograniczenia zakwaszania, eutrofizacji i ozonu przygrunтового, 1999 r.; obejmuje SO₂, NO_x i NH₃ – tzw. protokół z Geteborga;
 - „Szczyt Ziemi” – Konferencja Narodów Zjednoczonych na temat Środowiska i Rozwoju w Rio de Janeiro, 1992 r.,
 - Traktat Karty Energetycznej, 1994 r.; określone zostały zasady rozwoju energetyki zgodnie z wymogami rynku i ochrony środowiska (zrównoważony rozwój),
 - Protokół z Kioto, 1997 r.; obniżenie emisji dwutlenku węgla o 6% do 2012 roku w stosunku do jej poziomu w 1998 r.,
 - II Protokół Azotowy; całkowita emisja tlenków azotu powinna być obniżona do 2 mln ton do 2008 r. i do 800 tys. ton do 2010 r.,

- Traktat Akcesyjny 2004; ustalono dla Polski limity emisji dwutlenku siarki i tlenków azotu z dużych źródeł spalania – od 50 MW.

W 1992 r. podpisano Konwencję Ramową Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu (*UNFCCC – United Nations Framework Convention on Climate Change*), zwaną Konwencją Klimatyczną. W 1997 r. został podpisany Protokół tej Konwencji zwany Protokołem z Kioto.

Na Konferencji w Kioto podpisano Protokół stanowiący uzupełnienie Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu (*United Nations Framework Convention on Climate Change*) i obligujący kraje rozwinięte do działania na rzecz redukcji sześciu gazów cieplarnianych: dwutlenku węgla CO₂, metanu CH₄, podtlenku azotu N₂O, dwutlenku siarki SO₂, fluorowęglowodorów (HFC), perfluorowęglowodorów (PFC) (gazy przemysłowe).

Emisja poszczególnych gazów mierzona jest przez przeliczenie każdego z nich na ilość odpowiadających mu ton tzw. ekwiwalentu CO₂, czyli ilość, która w danym przedziale czasowym przyczynia się do globalnego ocieplenia w takim samym stopniu co tona CO₂. W przypadku niedoboru bądź nadwyżki tych gazów państwa zobowiązane są do odkupienia lub odsprzedaży limitów od innych sygnatariuszy.

Na mocy tego porozumienia należy w okresie 2008÷2012 obniżyć emisję tych gazów średnio o około 5% w stosunku do roku 1990. Kraje, którym nie uda się zmniejszyć emisji, mogą skorzystać z jednego z mechanizmów (ujętych w tym protokole):

- handel emisjami (*Emission Trading – ET*) – art. 17,
- mechanizm czystego rozwoju (*The Clean Development of Mechanism – CDM*) – art. 12,
- wspólne działania (*Joint Implementation – JI*) art. 6.

Kraje, które po 2012 roku będą dalej emitowały więcej gazów cieplarnianych, niż pozwalają im na to przyznane limity, ich kwoty karnie zostaną obniżone o 30% i będą musiały się wywiązać ze swoich zobowiązań w kolejnym okresie.

Polska ratyfikowała Protokół z Kioto w grudniu 2002 r. i zobowiązała się tym samym do redukcji emisji CO₂ o 6% w okresie 2008÷2012 w stosunku do 1988 r.

Dyrektywa 2001/81/WE w Załączniku I określa krajowe pułapy emisji SO₂, NO_x, LZO oraz NH₃ dla UE-15. Muszą być one osiągnięte do 2010 r. limity te są bardzo zbliżone do wielkości określonych w Protokole z Geteborga.

Limity emisyjne dla Polski, które mają być osiągnięte w 2010 roku zostały określone w Traktacie Akcesyjnym na poziomie takim jak w Protokole z Geteborga:

- dwutlenek siarki SO₂ – 1397 tys. ton,
- tlenki azotu NO_x – 879 tys. ton,
- amoniak NH₃ – 468 tys. ton,
- lotne związki organiczne LZO – 800 tys. ton.

W okresie przejściowym emisja SO₂ i NO_x ze wszystkich krajowych obiektów energetycznych spalania nie powinno przekraczać pewnych pułapów, które zamieszczono w tabeli 14.

Tabela 14. Pułapy SO₂ i NO_x zawarte w Traktacie o Przystąpieniu Polski do Unii Europejskiej, Mg [56]

Table 14. Limits of SO₂ and NO_x given in Poland's EU Accession Treaty, Mg [56]

Emisja [Mg]	Rok		
	2008	2010	2012
SO ₂	454 000	426 000	358 000
NO _x	254 000	251 000	239 000

Natomiast prognozę wielkości emisji, na tle teoretycznie możliwych do osiągnięcia pułapów emisji SO₂ i NO_x, odpowiadających technologicznym możliwościom redukcji emisji, przy rezygnacji derogacji imiennych zamieszczono w tabeli 15.

Z tabeli tej widać, że Polska pomimo budowy w ostatnich latach instalacji odsiarczania i odazotowania spalin metodami pierwotnymi, nie będzie w stanie dotrzymać pułapów emisji określonych w Traktacie Akcesyjnym.

Tabela 15. Prognozy wielkości emisji SO₂ i NO_x, Mg [10]

Table 15. Forecast of SO₂ and NO_x emission, Mg [10]

Wyszczególnienie	Lata					
	2008		2010		2012	
	SO ₂	NO _x	SO ₂	NO _x	SO ₂	NO _x
Standardy emisji	492 900	341 500	514 500	358 800	537 400	377 100
Teoretyczne możliwości technologiczne	471 630	288 200	463 700	301 000	436 200	304 400

Obowiązującym w Polsce aktem prawnym regulującym problem ochrony środowiska przed zanieczyszczeniami jest Rozporządzenie Ministra Środowiska w sprawie standardów emisyjnych z instalacji energetycznego spalania z dnia 20 grudnia 2005 r. [46]. Rozporządzenie to wprowadziło na grunt prawa polskiego wymagania Dyrektywy 2001/80/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 23 października 2001 r. (Dyrektywa LCP).

6. Nowa polityka energetyczna Unii Europejskiej

Ostatnie lata uświadomiły politykom nową kategorię zagrożeń globalnych, związaną z bezpieczeństwem zaopatrzenia w energię. W 2007 r. Unia Europejska ogłosiła zbiór dokumentów, określanego jako pakiet energetyczny (*The Energy Package*) [9]. Ogłoszenie pakietu poprzedzała dyskusja nad tezami „Zielonej Księgi” – europejskiej strategii na rzecz zrównoważonej, konkurencyjnej i bezpiecznej energii [68].

Obok podstawowego dokumentu jakim jest „Europejska polityka energetyczna” istotną rolę odgrywają również regulacje dotyczące wykorzystania paliw kopalnych, zwłaszcza węgla [38, 40, 41, 69], jak również krajowego planu rozdziału uprawnień do emisji CO₂ [6].

Pakiet energetyczny kreśli zarys działań strategicznych w kilkunastoletnim horyzoncie czasowym i sprowadza się do:

- ograniczenia emisji CO₂ o co najmniej 20%,
- zwiększenie udziału zasobów odnawialnych do 20% w bilansie energii pierwotnej,
- zwiększenie efektywności wykorzystania (a tym samym zmniejszenia zużycia) energii pierwotnej o 20%.

Tak więc jednym z istotnych celów Pakietu jest redukcja emisji CO₂ o 20% w skali całej Unii.

W Pakiecie rozróżnia się dwie grupy źródeł emisji CO₂:

- instalacje objęte systemem handlu uprawnieniami do emisji, tzw. EU ETS (*EU ETS – European Union Greenhouse Gas Emission Trading Scheme*); do tej grupy zalicza się energetyka;
- źródła nie objęte systemem handlu emisjami, tzw. *Non ETS*; do tych źródeł zalicza się transport.

Polska, podobnie jak i pozostałe kraje Unii ma tylko podany limit gazów cieplarnianych z instalacji EU ETS. Natomiast w przypadku źródeł *Non ETS* Polska uzyskała zwiększenie o 14% w stosunku do roku bazowego.

Tak więc procesy, które powodują emisję CO₂, będą poddane działaniom:

- każda emisja przekraczająca poziom, wynikający z posiadanych uprawnień jest obciążona karą 100 Euro za tonę nieuprawnionej emisji oraz dodatkowo obowiązkowym zakupom brakujących uprawnień emisyjnych,
- emisje z sektorów Non EU ETS będą podlegać redukcji przez każdy kraj stosownie do własnych warunków.

Do końca roku 2008 (termin oddania tej publikacji Organizatorom Konferencji) nie zostały opublikowane szczegóły dotyczące Pakietu Klimatycznego, jakie Polska uzyskała.

Wiadomo jest, że po roku 2012 (rok zakończenia II okresu handlu emisjami), kraj nasz uzyskał złagodzenie wymagań.

W okresie przejściowym (2013÷2019) elektrownie będą zmuszone do kupna 30% praw (w pierwszym roku, tj. 2013 r.) (70% dostaną za darmo); w 2019 r. będą zmuszone wykupić 80%, a za całą pulę uprawnień będą płacić od 2020 r.

Polska energetyka i przemysł energochłonny mają prawo do emisji w 2008 r. około 201 mln ton CO₂, a dodatkowe 7,4 mln ton znajduje się w rezerwie dla nowych inwestycji. Obecnie większość przedsiębiorstw prawdopodobnie zmieści się w przyznanym im limitach, bądź niewiele ich przekroczy. Dalsze lata nie będą tak korzystne jak 2008 r.

7. Podsumowanie

1. Węgiel kamienny ma znaczący udział w strukturze światowych zasobów kopalnych surowców energetycznych (ponad 60%) niż ropa naftowa (około 19%) i gaz ziemny (około 19%).
2. Udokumentowane zasoby przemysłowe węgla w świecie (przy obecnym zużyciu) wystarczą na co najmniej 183 lata, ropy naftowej – 42 lata i gazu ziemnego – 65 lat.
3. Zasoby przemysłowe węgla w Polsce, przy obecnym poziomie jego zużycia są wystarczające na ponad 40 lat. Surowiec ten przy racjonalnym gospodarowaniu i uwzględnieniu wymogów ochrony środowiska powinien być gwarantem bezpieczeństwa energetycznego kraju.
4. Węgiel kamienny powinien również stanowić bazę dla przemysłowych procesów technologicznych: koksowanie, produkcja metanolu, substytut gazu naturalnego, czy też paliw płynnych.
5. Polska posiada znaczące zasoby węgla brunatnego. Ze względu na istotny jego udział (ponad 30%) w produkcji energii elektrycznej, należy chronić

- udokumentowane jego złoża przed zagospodarowaniem ich powierzchni infrastrukturą.
6. Zasoby ropy naftowej w skali świata szacowane są na około 160 mld ton, co stanowi około 19% światowych zasobów kopalnych. W Polsce występują niewielkie zasoby udokumentowanej ropy naftowej – około 23 mln ton. Wydobycie tego nośnika w kraju w 2007 roku wyniosło 700,5 tys. ton.
 7. Światowe udokumentowane zasoby gazu ziemnego szacowane są na ponad 152 bln m³, co stanowi około 19% światowych zasobów surowców energetycznych. Szacuje się (Światowa Rada Energetyczna), że zasoby gazu niekonwencjonalnego (między innymi gaz w postaci hydratów) wynoszą około 280 mld toe.
 8. Krajowe zasoby bilansowe gazu ziemnego wynoszą około 139 mld m³. Krajowe wydobycie gazu ziemnego w 2007 r. wyniosło około 5,2 mld m³, z tego ponad 3,3 mld m³ z Niżu Polskiego, a reszta pochodziła z: Karpat (30 mln m³), Przedgórzia Karpat (1,8 mld m³) i Szelfu Bałtyku (21 mln m³).
 9. Zasoby bilansowe metanu pokładów węgla oszacowano na około 99 mld m³, w tym w obszarach eksploatowanych złóż węgla ponad 33 mld m³. Wydobycie metanu w 2007 r. wyniosło 527 mln m³.
 10. Prognoza krajowego zapotrzebowania na energię brutto będzie wynosić: 2010 r. – ponad 160 TW·h, 2020 r. – ponad 200 TW·h, 2030 r. – około 280 TW·h. Do produkcji takich ilości energii elektrycznej niezbędne będzie zużycie nośników energii w ilościach: 2010 r. – około 39 mln ton, 2020 r. – około 45 mln ton, 2030 r. – ponad 58 mln ton.
 11. Do roku 2020 przewiduje się w przybliżeniu stałe zużycie węgla kamiennego i węgla brunatnego. Po roku 2020 przewiduje się wytwarzanie energii elektrycznej przez energetykę jądrową, która stopniowo będzie wypierać węgiel.
 12. W Polsce węgiel kamienny i węgiel brunatny są podstawowymi surowcami energetycznymi do produkcji energii elektrycznej. O tym, który z tych nośników będzie miał większy udział w produkcji energii elektrycznej, zdecydują jednostkowe koszty produkcji energii z danego paliwa.
 13. Nie ulega wątpliwości, że przy obecnie stosowanych technologiach, węgiel spośród wszystkich nośników energii, jest paliwem najbardziej emisyjnym (zwiększa zdecydowanie emisję CO₂), co w większości państw, w tym również w Unii Europejskiej, ogranicza jego użytkowanie.
 14. Unia Europejska wydała dyrektywy, które określają kierunki i sposoby realizacji polityki ekologicznej państw członkowskich wraz z określeniem standardów emisyjnych.
 15. Spalanie surowców energetycznych powoduje dużą emisję gazów cieplarnianych. Emisja ta w krajach UE 27 w 2006 r. wyniosła ponad 5,14 mld ton

ekwiwalentu CO₂, z tego przemysł energetyczny – około 1,6 mld ton ekwiwalentu CO₂. Polska w 2006 r. wyemitowała gazów cieplarnianych w ilości około 400,5 mln ton ekwiwalentu CO₂, z tego 330 mln ton wyniosła emisja CO₂.

16. Jednym ze sposobów redukcji dwutlenku węgla jest jego wychwytywanie i sekwestracja w geosferze, biosferze i oceanach – CCS. Opracowanie nowych generacji technologii energetycznych, odpowiadających nowym wyzwaniom ekologicznym, ma istotne znaczenie dla zrównoważonego rozwoju gospodarczego oraz dostępu do czystej energii.
17. Polska energetyka i przemysł energochemiczny mają prawo do emisji w 2008 r. około 201 mln ton CO₂, a dodatkowe 7,4 mln ton znajduje się w rezerwie dla nowych inwestycji. W nadchodzących latach Polska nie będzie w stanie zmieścić się w przyznanym jej limitach.
18. W okresie przejściowym (2013÷2019) elektrownie będą zmuszone do kupna 30% praw do emisji (70% dostaną za darmo). W 2019 r. będą zmuszone wykupić 80%, a za całą pulę uprawnień będą płacić od 2020 r.

Literatura

1. Annual European Community greenhouse gas inventory 1990÷2006 and inventory report 2008.
2. *Bilans zasobów kopalin i wód podziemnych w Polsce według stanu na 31.12.2007 r.* Państwowy Instytut Geologiczny, Warszawa, 2008.
3. *BP Statistical Review of World Energy*, 2006.
4. **Carpenter A.:** *Switching to cheaper coals for power generation.* CCC/01. IEA Coal Research, London, 87, 1998.
5. *Coal information 2008 (with 2007 data).* IEA Statistics, International Energy Agency. OECD, 2008.
6. *Decyzja Komisji dotycząca krajowego planu rozdziału uprawnień do emisji.* Komisja Wspólnot Europejskich. Bruksela 2007.
7. **Drobek L., Bukowski M., Borecki T.:** *Chemical aspects of CO₂ sequestration in deep geological structures.* *Gospodarka Surowcami Mineralnymi*, t. 24, z. 3/1, 439-452, 2008.
8. **Dubiński J.:** *Górnictwo węglowe w warunkach zrównoważonego rozwoju gospodarki energetycznej.* *Górnictwo i Geologia*, t. 3, z. 4, 19-34.
9. *Europejska polityka energetyczna.* Komisja Wspólnot Europejskich. KOM (2007)1, Bruksela 2007.
10. **Gajda A., Melka K.:** *Możliwości i zagrożenia w dostosowaniu sektora energetycznego do przyjętych przez Polskę zobowiązań i wymogów ekologicznych Unii Europejskiej.* *Polityka Energetyczna* t. 11, z. 1, 43-62, 2008.
11. **Galos K., Uliasz-Bocheńczyk A.:** *Źródła i użytkowanie popiołów lotnych ze spalania węgla w Polsce.* *Gospodarka Surowcami Mineralnymi*, t. 21, z. 1, 23-42, 2005.

12. **Golomb D., Herzog H., Tester J., White D., Zemba S.:** *Feasibility modeling and economics of sequestering power plant CO₂ emissions in deep ocean.* Massachusetts Institute of Technology, Energy Laboratory, MIT-EL 89-003, 1989.
13. **Göttlicher G., Pruschek R.:** *Comparison of CO₂ removal systems for fossil-fuelled power plant processes.* Energy Conversion and Management, vol. 38, S73-S78, 1997.
14. **Gunter B.:** *Alberta Research Council (ARC) Enhanced Coalbed Methane (ECBM) Recovery Project in Alberta, Canada.* Presentation from the First International Forum Geologic Sequestration of CO₂ in Deep Unmineable Coalseams (Coal-SeqI), Huston, 2002.
15. **Herzog H.:** *The economics of CO₂ separation and capture.* Technology, 7, suppl. 1, 13-23, 2000.
16. **Holloway S.:** *An overview of the Joule II project "The underground disposal of carbon dioxide".* Energy Conservation and Management, 37, 1-2, 1149-1154, 1996.
17. IEA 2007 – Coal Information 2007.
18. *IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, Part 3. Capture.* Coordinating Lead Author: Kelly Thambimuthu, Mohammad Soltanieh, Juan Carlos Abanades, 2005.
19. *IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, Part 5. Underground geological storage.* Coordinating Lead Author: Sally Benson, Peter Cook, 2005.
20. **Jasiński S. i in.:** *Chemia i fizyka węgla.* Oficyna Wydawnictwa Politechniki Wrocławskiej, Wrocław, 1995.
21. **Jaworski W., Maciejewska J.:** *Przyszłość energetyczna Polski – ale z jakich paliw.* Materiały XXII Konferencji Przyszłość energetyczna Polski a dostępność paliw i energii. Ustroń, 2008. Wyd. IGSMiE PAN, Kraków, 41-53, 2008.
22. **Kaszelewicz Z.:** Branża węgla brunatnego w Polsce. Nowa Energia nr 1, 2008, 1-10.
23. *Krajowy Plan Rozdziału Uprawnień (KPRU II) do emisji CO₂ na lata 2008–2012.* Ministerstwo Środowiska. Warszawa 2007.
24. **Kucowski J., Laudyn D., Przekwas M.:** *Energetyka a ochrona środowiska.* WNT, Warszawa, 448, 1994.
25. **Laudyn D., Pawlik M., Strzelczyk F.:** *Elektronie.* WNT. Warszawa, Wyd. III, 632, 1997.
26. **Lorenz U.:** *Metoda oceny wartości węgla kamiennego energetycznego uwzględniająca skutki jego spalania dla środowiska przyrodniczego.* Studia Rozprawy Monografie. Wyd. IGSMiE PAN, Kraków, nr 64, 1999.
27. **Lubaś J., Warchoń M., Krępilec P., Wolnowski T.:** Greenhouse gas sequestration in aquifers saturated by natural gases. Gospodarka Surowcami Mineralnymi, t. 24, z. 3/1, 299-308, 2008.
28. **Maciejewski Z.:** *Prognoza krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną do 2012 r.* Polityka Energetyczna, t. 10, z. specjalny, 71-85, 2007.
29. **Malko J.:** *Globalna i europejska scena energetyczna.* Polityka Energetyczna, t. 10, z. specjalny, 9-21.
30. **May F. i in.:** *Underground storage of CO₂.* VGB. Powertech, 8.

31. **Mazurkiewicz M.:** *Technologiczne i środowiskowe aspekty stosowania stałych odpadów przemysłowych do wypełniania pustek w kopalniach podziemnych.* Zeszyty Naukowe AGH nr 152, Kraków, 1990.
32. **Mazurkiewicz M., Mokrzycki E., Piotrowski Z., Pomykała R., Uliasz-Bocheńczyk A.:** *Sekwestracja CO₂ i możliwości jego współlokowania w zrobach podziemnych z popiołami.* Przegląd Górniczy, nr 11, 42-48, 2005.
33. **Mazurkiewicz M., Piotrowski Z., Tajduś A.:** *Lokowanie odpadów w kopalniach podziemnych. cz. I.* Wyd. CPPGSMiE PAN, Biblioteka Szkoły Eksploatacji Podziemnej nr 5, Kraków, 1997.
34. **Mazurkiewicz M., Uliasz-Bocheńczyk A., Mokrzycki E., Piotrowski Z., Pomykała R.:** *Metody separacji i wychwytywania CO₂.* Polityka Energetyczna, T.8, zeszyt specjalny, 527-538, 2005.
35. **Meadows D.H. i in.:** *The limits to growth.* Universe Books. New York, 1972.
36. **Mokrzycki E., Ney R., Siemek J.:** *Światowe zasoby surowców energetycznych – wnioski dla Polski.* Rynek Energii vol. 79, nr 6, 2008.
37. **Ney R.:** *Wybrane problemy polityki energetycznej Polski.* Polityka Energetyczna, t. 9, z. 1, 5-32, 2006.
38. *Ograniczenie globalnego ocieplenia do 2°C w perspektywie roku 2020 i dalej.* Komisja Wspólnot Europejskich. KOM(2007) 2, Bruksela 2007.
39. **Olkuski T.:** *Straty energii chemicznej w procesach energetycznego wykorzystania węgla kamiennego.* Studia Rozprawy Monografie. Wyd. IGSMiE PAN, Kraków, nr 124, 2004.
40. *Perspektywy rynku wewnętrznego energii elektrycznej i gazu.* Komisja Wspólnot Europejskich. KOM(2007)841, Bruksela 2007.
41. *Plan działania na rzecz racjonalizacji zużycia energii.* Komisja Wspólnot Europejskich. KOM(2006)545, Bruksela 2006.
42. *Podziemne składowanie CO₂ w Polsce w głębokich strukturach geologicznych (ropo-, gazo- i wodonośnych).* Praca zbiorowa pod red. R. Tarkowskiego. Wyd. IGSMiE PAN, Kraków, 2005.
43. *Polityka energetyczna Polski do 2025 roku.* Dokument przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 4 stycznia 2005 roku. Ministerstwo Gospodarki i Pracy. Zespół do spraw polityki energetycznej, 2006.
44. *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku.* Ministerstwo Gospodarki. Projekt – wersja 3.2 z dnia 10.09.2007.
45. **Radović U.:** *Zanieczyszczenia atmosfery. Źródła oraz metodyka szacowania wielkości emisji zanieczyszczeń.* Wyd. Centrum Informatyki Energetyki, Warszawa, 162, 1997.
46. *Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 20 grudnia 2005 r. w sprawie standardów emisyjnych z instalacji (Dz.U. Nr 260, poz. 2181 z 2005).*
47. **Rychlicki S., Siemek J.:** *Gaz ziemny w strategii bezpieczeństwa energetycznego Europy i Polski – stan aktualny i perspektywy.* Polityka Energetyczna, t. 10, z. Specjalny, 47-70, 2007.
48. **Sablik J., Wawrzynkiewicz W.:** *Wpływ siarki organicznej na jakość węgla energetycznych.* Inżynieria Mineralna v. 2, nr 1, 11-21, 2001.

49. *Shell International Petroleum Maatschappij and Kaninklijke/Shell Exploarti en Productie Laboratorium, 1990 Carbon dioxide disposal from coal based combined cycle power station indepleted gas fields in Netherlands.* Publikatierooks Lucht nr 91, Ministry of Housing, Physical Planning and Environment, Air Directorate, Leidschenhan.
50. **Smelser S.C., Stock R.M., Cleary M.C., Booras G.S., Stuart R.J.:** *Engineering and economic evaluation on CO₂ removal from fossil-fuel-fired power plants.* Vol. 1: Pulverized Coal-Fired Power Plants. EPRI IE – 7365, 1991.
51. **Tarkowski R., Uliasz-Misiak B.:** *Możliwości podziemnego składowania CO₂ w Polsce w głębokich strukturach geologicznych (ropo-, gazo- i wodonośnych).* Przegląd Geologiczny, z. 12, 25-29, 2002.
52. **Tarkowski R., Uliasz-Misiak B.:** *Podziemne magazynowanie dwutlenku węgla.* Przegląd Geologiczny, z. 5, 402-409, 2003.
53. **Tarkowski R.:** *Geologiczna sekwestracja CO₂.* Studia Rozprawy Monografie, nr 132. Wyd. IGSMiE PAN, Kraków, 2005.
54. *Termochemiczne przetwórstwo węgla i biomasy.* Praca zbiorowa pod red. M. Ściążko i H. Zielińskiego. Wyd. ICHPW i IGSMiE PAN, Zabrze-Kraków, 2003.
55. **Thambimuthu K. i in.:** *CO₂ capture and reuse.* Proceedings of IPCC Workshop Carbon Capture and Storage. Regina, 2002.
56. *Traktat Akcesyjny.* Dziennik Ustaw nr 90 z kwietnia 2004.
57. **Uliasz-Bocheńczyk A., Mokrzycki E.:** *Fly Ashes from Polish Power Plants and Combined Heat and Power Plants and Conditions of their Application for Carbon Dioxide Utilization.* Chemical Engineering Research and Design, Vol. 84, No A9, 837-842, 2006.
58. **Uliasz-Bocheńczyk A., Mokrzycki E., Mazurkiewicz M., Piotrowski Z.:** *Utilization of carbon dioxide in fly ash and water mixtures.* Chemical Engineering Research and Design, Vol. 84, No A9, 843-846, 2006.
59. **Uliasz-Bocheńczyk A., Mokrzycki E., Mazurkiewicz M., Piotrowski Z.:** *Ograniczenie emisji CO₂ poprzez mineralną karbonatyzację.* Zeszyty Naukowe Wydziału Budownictwa i Inżynierii Środowiska nr 23, 231-244, 2007.
60. **Uliasz-Bocheńczyk A., Mokrzycki E., Piotrowski Z., Pomykała R.:** *Składowanie CO₂ z zawiesinami popiołowo-wodnymi pod ziemią.* Wyd. IGSMiE PAN, Kraków, 142, 2007.
61. **Uliasz-Bocheńczyk A., Mokrzycki E.:** *Emissions from the Polish power industry.* Energy vol. 34, no. 12, 2370-2375, 2007.
62. **Uliasz-Bocheńczyk A., Mokrzycki E.:** *Przegląd możliwości utylizacji ditlenku węgla.* Rocznik AGH Wiertnictwo, Nafta, Gaz, 22/1, 373-378, 2005.
63. **Uliasz-Bocheńczyk A., Mokrzycki E., Mazurkiewicz M., Piotrowski Z., Pomykała R.:** *CO₂ utilization within ash-water mixtures deposited in underground coal mines. Carbon Dioxide Sequestration in Geological Media - State of the Science.* AAPG Studies in Geology No. 59. (w druku), 2008.
64. **Wachowska H., Kozłowski M., Piotrowski M.:** *Analiza form siarki w polskich węglach kamiennych.* Karbo-Energochemia-Ekologia nr 6, 199-204, 1996.

65. **Wong S., Gunter W.D., Law D., Mavor M.J.:** *Economics of the flue gas injection and CO₂ sequestration in coalbed methane reservoirs.* [In:] Proceedings of the 5th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies. Ed. Williams D., Durie B., Mc Mullan P., Paulson C., Smith A., Collingwood, Australia CSIRO, 2001.
66. www.bp.com
67. **Zamorowski K.:** *Możliwości redukcji emisji tlenków azotu w spalinach kotłów energetycznych.* Energetyka nr 2, 85-90, 1998.
68. *Zielona Księga – Europejska strategia na rzecz zrównoważonej, konkurencyjnej i bezpiecznej energii.* Komisja Wspólnot Europejskich. KOM(2006)105, Bruksela 2006.
69. *Zrównoważona produkcja energii z paliw kopalnych: cel – niemal zerowa emisja ze spalania węgla po 2020.* Komisja Wspólnot Europejskich. KOM(2006)843, Bruksela 2006.

Management of Primary Energy Carriers in Poland Versus Environmental Protection

Abstract

At present, the progress of civilization depends upon the energy demand. This results in the increasing use of energetic resources, especially primary energy carriers: hard coal and lignite, oil and natural gas. Global resources of primary energetic resources (in 2005) were estimated at 900 mld ton (1 ton = 42 GJ).

Within the structure of reserves of fossil energetic resources, solid resources (hard coal and lignite) amount to about 540 mld ton, which constitutes about 60% of the global resources.

Global hard coal resources are estimated at about 431 mld ton. The USA has the greatest resources of hard coal – about 112.3 mld ton (about 26%), just before China – over 62 mld ton (over 14%). Hard coal in Poland can be found in 136 deposits, however, only 47 of them are managed. Poland has about 43 mld ton of balanced stocks of hard coal, with 16 mld ton of managed deposits, while industrial reserves (extraction resources) constitute only 4.2 mld ton. The extraction of hard coal in Poland in 2007 amounted to about 82.8 mln ton.

Global lignite resources amount to about 417 mld ton. The greatest reserves of this carrier belong to the USA – about 130.5 mld ton (more than 31%) and Russia – about 108 mld ton (26%). The efficient resources of lignite in Poland amount to about 1.9 mld ton. The extraction takes place in the four lignite mines (Adamów, Bełchatów, Konin and Turów) and in 2007 amounted to 59.6 mln ton.

The evidenced global reserves of oil constitute about 160 mld toe (19% of global reserves). The distribution of these resources is very uneven. More than 60% of oil reserves is located in the Middle East, with the three countries – Saudi Arabia, Iran and Iraq owning about 42% of the global reserves. In Poland, the oil resources have

been recorded in 84 deposits and amount to about 23 mln ton, where about 20 mln ton are managed deposits, and about 15 mln ton – industrial resources. The oil extraction in Poland in 2007 amounts to 700.5 thous. ton, including: Polish Plain – 465 thous. ton, Baltic Shelf – 191 thous. ton, the Carpathian Mountains – 26.2 thous. ton and Carpathian Foreland – 18.3 thous. ton.

Global natural gas reserves are estimated at about 161 mld toe (about 19% of primary global resources). The unconventional reserves of natural gas (among others – hydrates) are also estimated at about 280 mld toe. The greatest evidenced resources of natural gas occur in the Middle East (more than 40%) as well as in Russia (about 32% of global reserves).

In Poland natural gas can be found in 263 deposits, out of which 181 deposits are managed. The balance stocks amount to about 139 mld m³, with about 108 mld m³ of the gas in managed deposits. The extraction of natural gas in Poland in 2007 amounted to 5.18 mld m³, including: Polish Plain – 3 333.9 mln m³, Carpathian Foreland – 1 798.23 mln m³, the Carpathian Mountains – 30.3 mln m³, Baltic Shelf – 21.01 mln m³.

The methane recorded reserves of coal deposits in 51 deposits have been estimated at 99 mld m³, including 30 deposits in operational areas – 33 mld m³.

There are numerous forecasts for national electric energy demand made by various institutions and authors. All of them (until 2030) assume electric energy production on the basis of primary stable energy carriers, thus, hard coal and lignite.

These carriers are burdensome for the environment, since they are characterized by excessive greenhouse gases emission. The growing demand for direct energy, in accordance with ecological conditions, will require the use of clean technologies as well as disposal and deposition of CO₂ – that is, CCS technologies (Carbon Capture and Storage). Since Poland joined the European Union in 2004, we have to face and prepare for all the changes which the European Commission has planned for the EU countries. The essential issue is the reduction of greenhouse gases, especially carbon dioxide. There are many technologies allowing to capture CO₂ from the stream of gases, and consequently, its sequestration by means of storage in the oceans, deep geological layers or mineral carbonation.

In 2006 the EU-27 emitted greenhouse gases in the total amount of more than 5.14 mld ton of CO₂ equivalent. The greatest emittant of greenhouse gases in the power economy is the power industry, which emitted 1.59 mld ton of CO₂ equivalent. The emission of greenhouse gases in Poland amounted to 400.5 mln ton of CO₂ equivalent, out of which 330 mln ton is CO₂ emission.

The international community – the UN, the EU and many developed countries – already in 1990s (and earlier), intended to counteract the negative impact of greenhouse gases and dust emission. The problem of the environment protection is presently a matter of great importance, as far as the strategy of global economy development. It has been the subject-matter of numerous conventions, protocols, conferences, directives, regulations and etc.

Polish power industry and energo-chemical industry in 2008 were entitled to emit about 201 mln ton of CO₂ (additional in the reserves for the new investments). In the next years coming Poland will not be able to meet the granted emission limits.

