



Międzynarodowa Konferencja
„Przyszłość węgla w gospodarce świata i Polski”
Katowice 15-16 listopada 2004. Wyd. GIPH, Katowice, s. 224-240

prof. dr hab. inż. Roman NEY
prof. dr hab. inż. Wiesław BLASCHKE
dr inż. Urszula LORENZ
dr inż. Lidia GAWLIK

*Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi
i Energią PAN, Kraków*

Węgiel kamienny jako źródło czystej energii w Polsce

Referat przedstawiony na XIX Światowym Energetycznym Kongresie i Wystawie, 5–9 września 2004 roku, Sydney, Australia, zorganizowanym przez Światową Radę Energetyczną.

Streszczenie

Zakłady energetyczne i ciepłownicze, wybudowane w Polsce w czasach gospodarki centralnie sterowanej, były przystosowane do spalania węgla surowego. Problemy zanieczyszczenia środowiska wynikające z używania węgla wysokozasiarczonego były lekceważone. Węgiel dla energetyki zawierał od 25% do 35% popiołu i zazwyczaj od 1,2% aż do 2,8% siarki. Po roku 1990, zmiany wykazały i wymusiły potrzebę redukcji lotnego popiołu i tlenków siarki. Dlatego też opracowano i wdrożono programy budowy zakładów przeróbki do wzbogacania miałów węglowych oraz budowy w elektrowniach instalacji odsiarczania.

Jakości i ilości węgla w pokładach są opisane w niniejszym referacie. Aktualna polityka państwowa jest nastawiona na dalsze zużywanie węgla w energetyce i ciepłownictwie, lecz przy zastosowaniu technologii zapewniających zmniejszenie zanieczyszczeń. Główną tego przyczyną jest fakt, iż wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w Polsce jest w 97% oparte na węglu. Znacząca część sektora została już zmodernizowana i jest w stanie pracować efektywnie przez następne 15-25 lat. Generalna rekonstrukcja przemysłu wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, polegająca na przestawieniu się na inne paliwa niż węgiel nie jest możliwa ze względu na brak koniecznych środków finansowych. Dlatego też dalsza efektywna restrukturyzacja polskiego górnictwa węgla kamiennego i dostosowanie go do warunków i wymogów obowiązujących w Unii Europejskiej jest zadaniem pilnym. W niniejszym referacie opisano limity emisji nałożone przez przepisy ochrony środowiska na zakłady energetyczne i ciepłownicze, i emisje spowodowane spalaniem węgla o zróżnicowanej jakości.

Nacisk położono na stymulator ekonomiczny wprowadzone w roku 1990 w formie pro-ekologicznego systemu cen. System cen okazał się być elementem polityki państwowej, który wymuszał poprawę jakości węgla.

Przedstawiono projekty mające na celu zmniejszenie emisji z elektrowni do poziomów wymaganych przez Drugi Protokół Siarkowy oraz plany inwestycyjne polskiej energetyki. Wspomniano o potrzebie zabezpieczenia pokładów o niskiej zawartości siarki.

1. Wstęp

Węgiel kamienny jest podstawowym nośnikiem energii w Polsce. Zużycie węgla kamiennego uległo zmniejszeniu z 110 Mt w roku 1993 do 82.3 Mt w 2002. Przewiduje się dalsze zmniejszenie aż do około 77 Mt w roku 2010. Zużycie węgla kamiennego w latach 1993 –2002 przedstawiono w tabeli 1, a prognozy zapotrzebowania na węgiel do roku 2010 – w tablicy 2. Pomimo spadkowego trendu zużycia jak i produkcji węgla kamiennego, pozostaje on głównym nośnikiem energii pierwotnej. Tablica 3 pokazuje produkcję energii pierwotnej oraz zużycie energii pierwotnej w Polsce w latach 1971 i 2000. Produkcja i zużycie węgla w strukturze produkcji i zużycia paliw pierwotnych ulega zmniejszeniu. Polskie zasoby ropy naftowej i gazu ziemnego są nieznaczne podczas, gdy zasoby węgla są relatywnie duże, dlatego też węgiel kamienny - uzupełniany przez węgiel brunatny - pozostawać będzie podstawowym paliwem pierwotnym w kraju jeszcze przez wiele lat.

Głównym użytkownikiem węgla w Polsce jest sektor energetyczny. W Polsce 95% energii elektrycznej wytwarza się z węgla (61% z węgla kamiennego i 34% z węgla brunatnego). Jedynie 2,8% energii elektrycznej wytwarzają elektrownie wodne (włączając w to elektrownie szczytowo-pompowe), 2% energii wytwarza się z oleju opałowego, a tylko 0,3% z gazu.

W poprzednim systemie ekonomicznym (gospodarka centralnie planowana) sektor energetyki krajowej był projektowany i budowany w sposób umożliwiający spalanie węgla surowego. Węgiel spalany w elektrowniach zawierał 25-35% popiołu (czasami nawet więcej) i 1,2-2,8% siarki. W tym czasie (lata 70-te i początek 80-tych) węgiel o uziarnieniu poniżej 20 mm nie był w ogóle wzbogacany. Przyjmowano, że skoro możliwym było wybudowanie kotła, który spala węgiel surowy, nie ma żadnej potrzeby inwestowania w przeróbkę węgla. Problemy emisji zanieczyszczeń, jak również koszty wytwarzania elektryczności nie były w tym czasie ważne.

Zmiany systemu politycznego i ekonomicznego w Polsce jakie rozpoczęły się w roku 1990, wymusiły zmiany w podejściu do problemu jakości węgla dla potrzeb energetycznych. Światowa polityka redukcji emisji zanieczyszczeń została wyrażona w licznych międzynarodowych porozumieniach, konwencjach i protokołach (np. Konwencja Klimatyczna, Protokoły Siarkowe, Protokół z Kioto, itp.), a niektóre z nich zostały podpisane przez Rząd Polski.

W związku z tym ustalono również limity emisji zanieczyszczeń (tlenków siarki i azotu, pyłów, tlenków węgla, itp.) w krajowych elektrowniach i elektrociepłowniach.

Niniejszy referat przedstawia zarys problemów związanych z wykorzystaniem w Polsce węgla kamiennego do wytwarzania czystej energii.

2. Zasoby węgla w Polsce

Zasoby węgla kamiennego występują w Polsce w trzech zagłębiach węglowych. Obecnie, węgiel jest eksploatowany w Zagłębiu Górnośląskim i Lubelskim. Wydobycie w Zagłębiu Dolnośląskim zostało zakończone. Z końcem roku 2002 było 128 udokumentowanych złóż węgla. W 90 złóżach zasoby bilansowe zostały oszacowane na 44 084 Mt (milionów ton). Występuje 46 zagospodarowanych złóż o łącznych zasobach bilansowych 15 888 Mt, z czego 7 381 Mt może być sklasyfikowane jako zasoby nadające się do eksploatacji. Tablica 4 przedstawia strukturę zasobów przemysłowych według ich jakości. Można stwierdzić, że jakość węgla w złóżach jest bardzo dobra. W czasie wydobywania jakość węgla pogarsza się, gdyż urobek zawiera również ziarna skały płonnej.

Wartość kaloryczna węgla surowego mieści się w granicach 14,9 do 24,2 MJ/kg, a zawartość popiołu wynosi między 17 a 42%. Węgiel handlowy ma następujące parametry:

Miały węgla energetycznego (w stanie roboczym):

Zawartość siarki: 0,45-1,22% (śr. 0,83%)

Zawartość popiołu: 8,0-24,1% (śr. 19,1%)

Wartość opałowa: 29,7-19,8 MJ/kg (śr. 22,4 MJ/kg).

Tablica 1. Zużycie węgla kamiennego w Polsce – główni użytkownicy w latach 1993 – 2002, kilotony

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
I. Węgiel do celów energetycznych	96 807	89 603	92 435	96 241	90 439	80 516	77 452	70 058	71 750	69 353
Energetyka (wytwarzanie energii elektrycznej, pary i gorącej wody)	49 388	48 801	51 167	54 451	52 644	49 808	48 969	49 327	50 327	48 855
w tym: energetyka zawodowa	40 870	41 003	44 171	46 485	43 729	40 833	41 314	43 153	42 453	41 504
Przetwórstwo przemysłowe, bez koksownictwa:	24 422	19 368	19 834	21 359	19 564	16 057	13 438	11 431	9 793	8 727
przemysł metalurgiczny		1 974	1 997	2 059	1 733	1 587	1 502	1 382	1 062	730
przemysł chemiczny, gumowy, tworzyw sztucznych	5 084	4 865	4 704	4 522	3 987	3 300	2 996	2 996	2 850	2 654
przemysł celulozowo – papierniczy	1 290	1 195	1 260	1 203	1 265	1 033	960	868	795	765
przemysł mineralny (cement, gips, szkło, ceramika)	3 674	3 383	3 784	3 917	3 605	2 940	2 623	2 353	1 786	1 472
przemysł spożywczy	4 015	3 174	3 598	4 148	3 611	3 011	2 110	2 046	1 854	1 938
przemysł włókienniczy, odzieżowy, skórzany	1 530	1 155	1 067	1 304	931	671	512	358	340	291
przemysł maszynowy i wyrobów metalowych		1 728	1 446	1 598	1 392	1 024	760	472	401	382
przemysł drzewny i meblarski	524	782	721	759	645	530	463	408	349	260
przemysł samochodowy i urządzeń transportowych	1 015	827	764	702	597	503	447	366	179	118
inne	7 290	285	493	1 147	1 798	1 458	1 065	182	177	117
Górnictwo i kopalnictwo	3 388	3 313	3 722	3 003	2 970	2 631	2 174	1 877	792	1 561
Budownictwo	407	298	233	296	217	100	50	49	70	70
Transport	427	552	365	359	294	220	171	146	118	90
Zużycie bezpośrednie:	18 775	17 271	17 114	16 773	14 750	11 700	12 650	9 400	10 650	10 050
w gospodarstwach domowych	17 925	13 929	13 917	13 639	12 000	9 300	10 000	7 500	8 067	7 800
w rolnictwie		2 721	2 667	2 614	2 300	2 000	2 200	1 500	1 700	1 400
inne	850	621	530	520	450	400	450	400	883	850
II. Węgiel do koksowania	13 777	15 324	15 388	13 880	14 524*	12 891*	11 588*	13 332	12 393	12 904
Zużycie całkowite	110 584	104 927	107 823	110 121	104 963	93 407	89 040	83 390	84 143	82 257

Źródła: „Polityka paliwowo-energetyczna” Główny Urząd Statystyczny, 1993 – 2002

* - dane z opracowania „Program restrukturyzacji przemysłu koksowniczego w Polsce”, 2000

Tablica 2. Prognoza zużycia węgla kamiennego (w kilotonach) przez główne grupy użytkowników w Polsce w latach 2003 – 2010

	2002	2003	2004	2005	2010
I. Węgiel do celów energetycznych	69 353	69 300	68 500	67 800	66 000
Energetyka (wytwarzanie energii elektrycznej, pary i gorącej wody)	48 855	49 000	49 500	50 000	50 000
w tym: energetyka zawodowa	41 504	41 900	42 400	43 000	44 000
Przemysł	8 727	8 800	8 500	8 300	7 000
Inni	1 721	1 300	1 000	500	500
Zużycie bezpośrednie (gospodarstwa domowe, rolnictwo i inni)	10 050	10 000	9 500	9 000	8 500
II. Węgiel do koksowania	12 904	12 700	12 500	12 200	11 000
Zużycie całkowite	82 257	82 000	81 000	80 000	77 000

Źródło: Opracowanie własne na podstawie dostępnych prognoz

Tablica 3. Produkcja i zużycie energii pierwotnej w Polsce, 1971 – 2000

	Produkcja				Zużycie			
	Mtoe		Struktura, %		Mtoe		Struktura, %	
	1971	2000	1971	2000	1971	2000	1971	2000
Węgiel	92,9	71,3	93,7	89,7	71,1	56,3	81,3	62,8
Ropa naftowa	0,4	0,7	0,4	0,9	9,5	19,1	10,9	21,3
Gaz ziemny	4,5	3,3	4,5	4,2	5,7	10,0	6,5	11,1
Energia wodna	0,13	0,2	0,1	0,2	0,1	0,2	0,1	0,2
Inne	1,3	4,0	1,3	5,0	1,1	4,1	1,2	4,6
Razem	99,2	79,5	100,0	100,0	87,5	89,7	100,0	100,0

Źródło: „Sektor energetyczny – Świat i Polska. Rozwój 1971 – 2000, Prognozy do roku 2030”

Węgiel gruby (w stanie roboczym)

Zawartość siarki: 0,67%

Zawartość popiołu: 6,8%

Wartość opałowa: 29,5 MJ/kg.

Węgiel energetyczny jest produkowany w różnych sortymentach. Według danych statystycznych w 2002 roku struktura produkcji węgla handlowego była następująca:

sortymenty grube	–	10,8 Mt,
sortymenty średnie	–	3,0 Mt,
przerosty	–	4,5 Mt,
miały węglowe wzbogacone	–	17,1 Mt,
miały węglowe niewzbogacone	–	30,0 Mt,
mieszanki energetyczne	–	24,9 Mt.

Energetyka zawodowa zużywa miały, mieszanki i przerosty.

Wahania jakościowe węgla produkowanego przez różne kopalnie są dość znaczne. Poniżej przedstawiono zmienność jakości węgla dostarczanego do elektrowni w roku 2002:

miały energetyczne niewzbogacone:

wartość opałowa, MJ/kg	od 15,4 do 25,4	śr. 20,756,
zawartość siarki, %	od 0,36 do 2,59	śr. 0,83,
zawartość popiołu, %	od 9,9 do 38,1	śr. 22,4,

miały energetyczne wzbogacone:

wartość opałowa, MJ/kg	od 19,2 do 30,1	śr. 24,285,
zawartość siarki, %	od 0,44 do 1,57	śr. 0,76,
zawartość popiołu, %	od 2,9 do 25,9	śr. 12,9,

mieszanki energetyczne:

wartość opałowa, MJ/kg	od 19,4 do 26,1	śr. 22,019,
zawartość siarki, %	od 0,35 do 1,10	śr. 0,82,
zawartość popiołu, %	od 6,5 do 25,4	śr. 21,0,

przerosty:

wartość opałowa, MJ/kg	od 16,1 do 23,3	śr. 21,688,
zawartość siarki, %	od 0,61 do 1,02	śr. 0,78,
zawartość popiołu, %	od 20,4 do 37,3	śr. 23,3.

Tablica 4. Struktura zasobów przemysłowych ze względu na jakość węgla

Parametry jakościowe	Zasoby przemysłowe			
	razem		nadające się do eksploatacji	
	[Mt]	[%]	[Mt]	[%]
Wartość opałowa [kJ/kg]				
poniżej 18000	26,8	0,3	16,7	0,3
18000 – 20000	78,9	1,0	27,3	0,6
20000 – 22000	468,4	5,7	167,1	3,4
22000 – 25000	1829,4	22,2	811,4	16,6
ponad 25000	5845,7	70,9	3859,2	79,1
Razem	8249,2	100,00	4881,6	100,0
Zawartość popiołu [%]				
poniżej 10	3951,2	47,9	2643,7	54,2
10 – 15	2686,5	32,6	1465,2	30,0
16 – 20	811,4	9,8	345,3	7,1
21 – 25	417,5	5,1	178,3	3,7
26 – 30	325,5	3,9	208,1	4,3
ponad 30	57,0	0,7	41,2	0,8
Razem	8249,2	100,0	4881,6	100,0
Zawartość siarki [%]				
poniżej 0,6	2863,4	34,7	1759,5	36,0
0,7 – 0,9	2786,1	33,8	1756,6	36,0
1,0 – 1,2	1262,2	15,3	661,5	13,6
1,3 – 1,5	554,4	6,7	252,7	5,2
1,6 – 2,0	351,0	4,3	135,1	2,8
ponad 2,0	432,2	5,2	316,2	6,5
Razem	8249,2	100,0	4881,6	100,0

Źródło: Darski J., Kicki J., Sobczyk E. – “Raport o stanie gospodarki zasobami złóż węgla kamiennego”, 2001. Seria: Studia, Rozprawy, Monografie Nr. 85, Wydawnictwo Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią, Kraków, Polska.

Proces restrukturyzacji górnictwa węgla kamiennego jest prowadzony w Polsce od ponad 10 lat. Jednym z jego celów jest likwidacja kopalń nierentownych. Zamykanie kopalń skutkuje utratą zasobów węgla. Jakość węgla w pokładach jest brana pod uwagę w procesie decyzyjnym zamykania kopalń. Szczególną uwagę zwraca się na pokłady węgla o niskiej zawartości siarki. Są one zabezpieczane w sposób umożliwiający ich ewentualną eksploatację w przyszłości lub zapewnia się do nich dostęp z kopalń sąsiednich.

3. Wzbogacanie węgla przeznaczonego dla potrzeb energetyki

Aktualnie w Polsce istnieją 42 zakłady przeróbki węgla. W latach 1990-1999 wybudowano dwanaście nowych zakładów, z których jednaście to zakłady wzbogacające miały węglowe.

We wszystkich zakładach przeróbki węgla znajdują się sekcje wzbogacania sortymentów średnich i grubych (powyżej 20 (10) mm). Zdolność produkcyjna tych wszystkich sekcji wynosi 90,8 Mt węgla surowego. W trzydziestu zakładach przerobczych pracują sekcje wzbogacania miałów (od 20 (10) mm do 0,5 mm).

Zastosowane technologie są przystosowane zarówno do własności węgla jak też do potrzeb klientów. Występuje sześć głównych typów schematów technologicznych:

- I. Wzbogacanie dwuproduktowe ziarn 200 – 20 (10) mm w separatorach z cieczą ciężką lub w osadzarkach. Ziarna poniżej 20 (10) mm są sprzedawane jako węgiel surowy.
- II. Wzbogacanie dwuproduktowe ziarn 200 – 20 (10) mm w separatorach z cieczą ciężką lub w osadzarkach. Dwuproduktowe wzbogacanie ziarn 20 (10) – 2 mm w osadzarkach lub w hydrocyklonach. Ziarna poniżej 0,5 mm są dodawane do miałów węglowych celem przygotowania mieszanek handlowych węgla energetycznego.
- III. Wzbogacanie dwuproduktowe ziarn 200 – 20 (10) mm w separatorach z cieczą ciężką lub w osadzarkach. Dwuproduktowe wzbogacanie ziarn 20 (10) – 2 mm w osadzarkach. Wzbogacanie

- ziarn 2 – 0,5 mm we wzbogacalnikach spiralnych. Dwuproduktowe wzbogacanie ziarn 0,5 – 0,2 mm w hydrocyklonach.
- IV. Wzbogacanie dwuproduktowe ziarn 200 – 20 (10) mm w separatorach z cieczą ciężką lub w osadzarkach. Wzbogacanie ziarn 20 – 0,5 mm lub 12 - 0,9 mm w cyklonach z cieczą ciężką. Wzbogacanie ziarn 3 (0,9) – 0 (0,2) mm w hydrocyklonach lub we wzbogacalnikach spiralnych.
- V. Klasy powyżej 0,5 mm są wzbogacane w jednym z wyżej wymienionych układów. Dla klasy poniżej 0,5 mm stosuje się flotację.
- VI. Płukanie trójproduktowe – stosowane w kilku zakładach przerobczych. Wydzielone przerosty są wzbogacane ponownie lub sprzedawane jako węgiel niższej jakości.

Poziom techniczny urządzeń i maszyn używanych w zakładach przeróbki mechanicznej, jak również stosowane schematy technologiczne i zakres wzbogacania zależą od rodzaju węgla. Lepszy węgiel wskazuje generalnie na szerszy zakres przeróbki i na bardziej nowoczesne maszyny.

Zdolności produkcyjne zakładów przerobczych i poszczególnych sekcji technologicznych są wykorzystane w różnym stopniu w zależności od popytu na węgiel.

Tablica 5. Polepszenie jakości węgla energetycznych dla energetyki zawodowej w Polsce

Parametry	1995	1999	2002
Wzbogacany węgiel energetyczny 20 (10,0) – 0,5 mm			
Wartość opalowa, kJ/kg	24237	24960	25392
Zawartość popiołu, %	12,7	11,9	11,3
Zawartość siarki, %	0,76	0,75	0,72
Razem miały energetyczne			
Wartość opalowa, kJ/kg	21616	22356	22852
Zawartość popiołu, %	20,5	19,1	17,9
Zawartość siarki, %	0,82	0,83	0,80

Zmiany w polityce energetycznej ukierunkowane na zmniejszenie zużycia węgla surowego i preferowaniu spalania węgla wzbogacanych przy równoczesnej budowie zakładów przerobczych, spowodowały znaczące polepszenie jakości węgla dla energetyki. Stosowne dane przedstawiono w tablicy 5. Górnictwo polskie jest przygotowane do dostarczania węgla o bardzo dobrej jakości. Istniejący potencjał zakładów przerobczych pozwala na zwiększenie ilości wzbogaconego węgla. Oprócz wspomnianych zakładów przerobczych, istnieje również w Polsce 10 prywatnych zakładów przerobczych, które świadczą usługi w zakresie wzbogacania węgla i są zdolne do produkcji węgla o jakości odpowiadającej konkretnym użytkownikom węgla.

4. System cen węgla jako ekonomiczny stimulator poprawy jego jakości

Na początku transformacji ekonomicznej w Polsce (lata 1989-1990) relacje między górnictwem węglowym i sektorem energetycznym były przedmiotem dyskusji. Ważna część tych dyskusji dotyczyła polityki cen węgla, ponieważ system cen stosowany w tym czasie nie promował wzbogacania węgla.

Występował brak motywacji dla wzbogacania węgla, gdyż cena węgla wzbogaconego nie pokrywała kosztów wzbogacania. Konsumenci węgla preferowali kupno węgla niewzbogaconego pomimo ponoszenia dodatkowych niepotrzebnych kosztów takich, jak: koszty transportu kamienia znajdującego się w urobku, koszty mielenia węgla wraz ze skałą płonną, straty ciepła na podgrzanie kamienia w czasie procesu spalania, olbrzymie zapylenie, kłopotliwa gospodarka drobnodziarnistymi odpadami, zanieczyszczenie środowiska, itp.

Nowy system ustalania cen węgla, który łączył cenę z jakością, został opracowany w roku 1990 (przez autorów niniejszego referatu), i został wdrożony przez Ministerstwo Finansów. Spodziewano się, że będzie obowiązywać w okresie transformacji ustrojowej. System wycen węgla energetycznego został oparty na formule cenowej przedstawionej w tablicy 6.

Tablica 6. Formuła sprzedażna węgla kamiennego do celów energetycznych

$S_e = r \cdot W_e \cdot C_e^b \left(\frac{Q_w^r}{25,1208} - \frac{S_t^r - 1}{10} - \frac{A^r - 12}{100} \right)$	
<p>Objaśnienia:</p> <p>S_e – cena węgla energetycznego, PLN/Mg</p> <p>r – wskaźnik relacji cen – zależny od sortymentu węgla</p> <p>W_e – wskaźnik obniżający cenę – zależny od przedziału popioiolenia:</p> <p style="margin-left: 40px;">$W_e = 1$ dla zawartości popiołu w przedziale 5,0 – 12,0%</p> <p style="margin-left: 40px;">$W_e = 0,98...0,82$ dla zawartości popiołu w przedziale 12,1 – 21,0% (dla każdego 1% wzrostu zawartości popiołu wskaźnik zmniejsza się o 0,02),</p> <p style="margin-left: 40px;">$W_e = 0,8$ dla zawartości popiołu w przedziale 21,1 – 45,0%,</p> <p>C_e^b – cena węgla wskaźnikowego w tysiącach zł,</p> <p>Q_w^r – wartość opałowa węgla w stanie roboczym, MJ/kg,</p> <p>S_t^r – zawartość siarki całkowitej w stanie roboczym, %,</p> <p>A^r – zawartość popiołu w stanie roboczym, %,</p>	<p>Parametry jakościowe węgla wskaźnikowego:</p> <p>wartość opałowa – 6000 kcal/kg (25,1208 MJ/kg)</p> <p>zawartość popiołu – 12%</p> <p>zawartość siarki – 1,0%</p> <p>zawartość wilgoci – 8%</p> <p>Uwagi:</p> <p>Aby otrzymać cenę danego węgla należy wprowadzić do wzoru następujące wartości:</p> <ul style="list-style-type: none"> • wartość opałowa węgla w MJ/kg zaokrąglona w dół do pełnych jednostek, w zakresie 10-32 MJ/kg, • zawartość popiołu w % zaokrąglona w górę do pełnych jednostek, w zakresie 5-45%, • zawartość siarki w % zaokrąglona w górę do wielokrotności 0,2%, w zakresie 0,4 – 4,0%. <p>Cenę węgla zaokrąglą się do setek PLN według zasad matematycznych.</p>

Wzajemne relacje we wzorze spowodowały wzrost cen dla węgla o wyższej jakości. Efekty ekonomiczne nowego systemu ustalania cen spowodowały, że zakłady wzbogacania miałów węgla energetycznego stały się dochodowe; okres zwrotu zainwestowanego kapitału wynosił jedynie 1-2 lat. Dodatkowym efektem było staranniejsze i czystsze wybieranie węgla.

Efektom wdrożenia nowego systemu ustalania cen węgla dla elektrowni, który spowodował podniesienie jakości węgla (pomiędzy rokiem 1989 i 1991), była znaczna redukcja emisji: o 268 kt SO₂ i o 96 kt pyłów. Szacuje się, że taka sama skala redukcji zanieczyszczeń wymagałaby inwestycji rzędu 10⁶ x 325 US\$ (w cenach roku 1990).

Omawiany system cenowy stał się ekonomicznym stymulatorem poprawy jakości węgla. Choć system był planowany jedynie dla okresu przejściowego, jest on – po pewnych modyfikacjach - używany do dzisiaj dla dwustronnych rozliczeń pomiędzy producentami węgla i jego użytkownikami (elektrowniami).

5. Ekonomiczne aspekty funkcjonowania energetyki opartej na węglu kamiennym

Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w konwencjonalnych elektrociepłowniach używających paliwa kopalne powodują zanieczyszczanie powietrza. Dlatego też większość krajów na świecie wprowadza coraz ostrzejsze standardy i wymogi odnośnie jakości powietrza, określając dopuszczalne parametry zanieczyszczeń emitowanych w czasie spalania. Problemy związane z ochroną środowiska stanowiły podstawę dla licznych międzynarodowych inicjatyw, konwencji i porozumień. Najważniejszymi (dla sektora energetycznego) są: Konwencja Ramowa ONZ o zmianach klimatycznych (Rio de Janeiro 1992 r.) i Protokół Kioto (1997 r.), Konwencja o transgranicznych zanieczyszczeniach powietrza (Genewa 1979 r.), Drugi Protokół Siarkowy (Oslo 1994 r.), Protokół z Aarhus (1998 r.) o redukcji emisji metali ciężkich oraz tak zwany Drugi Protokół Azotowy (Goeteborg 1999). Wszystkie te dokumenty zostały podpisane przez Polskę. Konwencja z Rio i Genewy oraz Protokół Kioto zostały ratyfikowane.

Pierwsze ograniczenia emisji w instalacjach energetycznych zostały wprowadzone w Polsce w roku 1990. W regulacji tej źródła emisji zostały podzielone stosownie do typu instalacji i użytego paliwa, a dopuszczalne granice zostały określone w gramach substancji zanieczyszczającej (SO₂, NO_x i części stałe) na GJ wsadu paliwa. Od tego czasu przepisy stały się bardziej surowe i obecnie są podobne do wymagań obowiązujących w krajach Unii Europejskiej.

Od 1 maja 2004 roku Polska jest krajem członkowskim Unii Europejskiej. W czasie negocjacji akcesyjnych Polska zgodziła się na wdrożenie przepisów UE dotyczących ochrony środowiska w sektorze energetycznym. Niektóre dokumenty UE (jak Traktaty i Rozporządzenia Rady) są obowiązujące dla wszystkich członków, a niektóre – jak Dyrektywy – są obowiązujące w zakresie celu, a każdy kraj członkowski wybiera sposób w jaki dany cel zostanie osiągnięty. Najważniejsze (dla sektora energetycznego) są: Dyrektywa nr 2001/81/EC o ogólnopaństwowych pułapach emisji zanieczyszczeń do atmosfery (Dyrektywa NEC) oraz Dyrektywa nr 2001/80/EC w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z wielkich zakładów spalania (Dyrektywa LCP).

Dyrektywa NEC ustala limity krajowe dla emisji SO₂, NO_x, NH₃ i NMVOCs (niemetanowe lotne związki organiczne). Limity – które mają zostać spełnione do roku 2010 – są podobne (nieco niższe) do narzuconych Protokołem z Goeteborga.

Dyrektywa LCP ustala limity emisyjne dla wielkich źródeł spalania, głównie dla elektrowni. Celem Dyrektywy jest nie tylko polepszenie warunków ekologicznych ale również stworzenie jednolitych warunków konkurowania na wspólnym europejskim rynku energetycznym. Dyrektywa odnosi się do wszystkich źródeł spalania, których znamionowa ilość odprowadzanego ciepła jest równa lub większa niż 50 MW niezależnie od rodzaju użytego paliwa (stałe, płynne lub gazowe). Nie dotyczy to zakładów, które bezpośrednio wykorzystują produkty spalania w procesie produkcyjnym (np. reaktory używane w przemyśle chemicznym, piece baterii koksowniczych, itp.). Wartości graniczne są zróżnicowane dla nowych i istniejących źródeł spalania – zakłady są podzielone według dat przyznania pozwolenia na budowę (lub licencji na eksploatację zakładu).

Tablica 7 pokazuje porównanie limitów emisji dla istniejących zakładów spalających węgiel kamienny w przepisach polskich i Dyrektywie UE nr 2001/80.

W Polsce udział paliw stałych w strukturze wytwarzania energii elektrycznej jest bardzo wysoki (97% - najwyższy na świecie). Dlatego wdrożenie wszystkich wymogów byłoby niemożliwe bez pewnych derogacji. W Traktacie Akcesyjnym Polski zostały usankcjonowane następujące odstępstwa dla niektórych (określonych nazwą własną) elektrowni, elektrociepłowni, oraz elektrociepłowni przemysłowych i rejonowych:

- SO₂ – 8 lat,
- NO_x – 2 lata,
- części stałe – 10 lat.

Polskie limity emisyjne dla dwutlenku siarki i części stałych są mniej restrykcyjne niż przepisy UE, ale od roku 2016, gdy zobowiązania Dyrektywy LPC wejdą w życie, wymagania będą takie same. Odstępstwa dają czas na dostosowanie się do wymaganych standardów. Polskie graniczne wartości dopuszczalne dla nowych zakładów są praktycznie takie same (z wyjątkiem części stałych dla największych źródeł: 50 mg/Nm³ w Polsce i 30 mg/Nm³ w Dyrektywie UE).

Drugi Protokół Siarkowy zobowiązuje jego sygnatariuszy do zmniejszenia do roku 2010 określonych ilości dwutlenku siarki (ustalając indywidualnie wielkość dla każdego kraju). Protokół zobowiązuje Polskę do zmniejszenia emisji SO₂ (w stosunku do roku bazowego 1980) określając następujące ilości i limity:

- ◆ do roku 2000 – redukcja 37% (do wielkości dopuszczalnej 2583 kt/rok),
- ◆ do roku 2005 – redukcja 47% (do wielkości dopuszczalnej 2173 kt/rok),
- ◆ do roku 2010 – redukcja 66% (do wielkości dopuszczalnej 1397 kt/rok).

Tablica 7. Porównanie limitów emisji dla istniejących zakładów spalających węgiel kamienny wg przepisów polskich i Dyrektywy UE nr. 2001/80 (wartości graniczne emisji w mg/Nm³; 6% tlenu w spalinach)

Wydajność cieplna MW _{th}	Zarządzenie Ministra Ochrony Środowiska (30.07.2001)						Dyrektywa nr. 2001/80/EC				
	do 31.12.2005			od 1.01.2006			od 1.01.2008			od 1.01.2012	
	SO ₂	NO ₂	cz.st.	SO ₂	NO ₂	cz.st.	SO ₂	NO ₂	cz.st.	NO ₂	
50 do 100	2000	540	350	1500	540	200	2000	600	100	600	
100 do 150	2350						1200				200-400 spadek liniowy
150 do 300											
300 do 500	100			400		500	50				200
ponad 500											

Tablica 8. Nieprzekraczalne wartości graniczne emisji całkowitej ze źródeł objętych Dyrektywą LCP dla Polski – według Traktatu Akcesyjnego, w kt/rok

Rok	2001	2008	2010	2012
Zanieczyszczenie	Emisja bazowa	Emisja całkowita		
SO ₂	886	454	426	358
NO _x	275	254	251	239
części stałe	82	-	-	-

Główne zobowiązanie wynikające z Protokołu stanowi redukcja całkowitej emisji z terytorium Polski do poziomu około 1400 kt/rok. Nowe źródła muszą odpowiadać najostrzejszym wymaganiom granicznym odpowiadającym maksymalnemu poziomowi odsiarczenia (90%). Największe istniejące źródła (ponad 500 MW_{th}) winny od roku 2004 spełniać – jeśli jest to możliwe i uzasadnione ekonomicznie – takie same wymogi jak nowe źródła. Granice emisji SO₂, ustalone w Drugim Protokole Siarkowym, są identyczne jak wymogi Dyrektywy UE nr 2001/80.

Nieprzekraczalne wartości graniczne całkowitej emisji ze źródeł objętych Dyrektywą LPC dla Polski – według Traktatu Akcesyjnego – są przedstawione w tablica 8.

5.1 Organizacja polskiego przemysłu energetycznego

Podstawowe zasady polskiej polityki energetycznej są objęte Ustawą o Prawie Energetycznym, gdzie określa się podstawy prawne działania poszczególnych jednostek w sektorze energetycznym i rozdziela się funkcje związane z planowaniem strategicznym, regulacją prawną i sprawami własnościowymi. Główne cele polskiej polityki energetycznej są podobne do zadań wyznaczanych w innych krajach, mianowicie: zapewnić bezpieczeństwo energetyczne kraju, zabezpieczyć środowisko naturalne przed szkodliwymi efektami wytwarzania energii elektrycznej, jak również zminimalizować ceny energii elektrycznej dla użytkowników końcowych.

W roku 1990 utworzono przedsiębiorstwo Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (PSE). Zmiany strukturalne w sektorze energetycznym doprowadziły do porzucenia modelu integracji pionowej, monopolu i zasady pełnej własności Państwa, kierując się na zdecentralizowaną strukturę rynkową z rozdzielonymi obszarami wytwarzania energii, jej przesyłu i dystrybucji, przy rosnącym udziale kapitału prywatnego. Hurtowy rynek energii został utworzony w roku 1993.

Podsektor wytwarzania energii elektrycznej grupuje 17 wielkich elektrowni (opalanych węglem kamiennym i węglem brunatnym) oraz 15 wielkich elektrociepłowni (bazujących głównie na węglu kamiennym). Pracuje również kilka elektrowni przemysłowych i elektrowni wodnych.

W podsektorze przesyłu energii, przedsiębiorstwo Polskie Sieci Elektroenergetyczne działa jako właściciel sieci przesyłowej. Jest wyłącznym nabywcą energii elektrycznej i jednostką prowadzącą obrót energią elektryczną na rynku. PSE działa również jako centralny dystrybutor mocy.

W podsektorze dystrybucji energii działają 33 przedsiębiorstwa dystrybucyjne. Aktualnie, przedsiębiorstwa dystrybucyjne są grupowane regionalnie dla ich prywatyzacji.

W roku 1994, wprowadzono formę kontraktów długoterminowych (Umowa Zakupu Mocy) pomiędzy PSE i wytwórcami energii elektrycznej. Kontrakty te (jako specyficzny substytut gwarancji państwowych) były sposobem na otrzymanie funduszy na sfinansowanie wielkich projektów w podsektorze wytwarzania energii, związanych z budową systemów kontroli zanieczyszczeń, modernizacji istniejących generatorów i uruchamiania nowych instalacji energetycznych. Jednakże dominująca pozycja transakcji długoterminowych na rynku energetycznym, poważnie zmniejszyła pole rywalizacji. Aktualnie, projektuje się nowe przepisy, które mają uniważyć umowy długoterminowe z pewną rekompensatą dla przedsiębiorstw.

Polski system energetyczny jest połączony z systemem Zachodniej Europy (UCTE), i jest częścią Grupy CENTREL (obejmującej systemy Czech, Słowacji, Węgier i Polski).

Rządowy program prywatyzacji polskiego sektora energetycznego jest ukierunkowany na:

- ◆ wzmocnienie konkurencyjności przedsiębiorstw w sektorze,
- ◆ przyciągnięcie taniego kapitału zewnętrznego,
- ◆ pozyskanie know-how dla technologii i organizacji,
- ◆ znalezienie środków dla bieżących reform socjalno-ekonomicznych.

Program został przyjęty już w roku 1998, ale rzeczywistość prywatyzacja była znacznie wolniejsza niż się spodziewano. W marcu 2001 r. ustanowiono nowe przepisy dotyczące udziałów oferowanych inwestorom (do 45% w elektrowniach i do 25% w przedsiębiorstwach dystrybucyjnych). Znaczny udział w polskiej energetyce mają Tractable (Belgia) i EdF (Francja). Na polskim rynku mamy również innych inwestorów: z Francji (Societe Nationale d'Electricite ...), Niemiec (EnBW Energie, MEAG), Stanów Zjednoczonych (PSEG) i Szwecji (Vattenfall). Prowadzona jest również prywatyzacja kilku przedsiębiorstw dystrybucyjnych.

Obecnie model struktury rynku w Polsce jest podobny do typowych rozwiązań dla rynków energetycznych w krajach o zaawansowanym procesie liberalizacji:

- ◆ występuje struktura operatora sieci (Operator Systemu Przesyłowego na poziomie rynku hurtowego) odpowiedzialnego za bezpieczeństwo;
- ◆ główny obrót energią jest realizowany kontraktami długoterminowymi i umową dwustronną OTC pomiędzy uczestnikami rynku energii;
- ◆ występuje wymiana energii (spółka akcyjna: Giełda Energii SA) obejmująca segment kontraktów dziennych i godzinowych oraz segment kontraktów finansowych typu *futures* (z możliwością rozwinięcia na opcje) włączając mechanizmy zarządzania ryzykiem;
- ◆ występuje rynek wyrównawczy (doba/godzina) zapewniający bilansowanie popytu i podaży mocy elektrycznej.

5.2 Modernizacje proekologiczne w polskiej energetyce

We wczesnych latach dziewięćdziesiątych uruchomiono szeroki program modernizacji w polskiej energetyce ukierunkowany na zmniejszenie emisji zanieczyszczeń. W tym czasie wszystkie wielkie elektrownie były państwowe. W programie rządowym “Program redukcji emisji SO₂ w energetyce” (1996 r.), podjęto zobowiązanie do zmniejszenia emisji SO₂ do poziomu 700 kt/rok.

Dla realizacji tego programu potrzebne były poważne środki inwestycyjne. Aby pozyskać takie fundusze zastosowano system umów długoterminowych na sprzedaż mocy i energii elektrycznej. Kontrakty długoterminowe były zawierane pomiędzy spółką PSE S.A. (właścicielem sieci przesyłowej) i największymi zakładami energetycznymi. Kontrakty te – ze zobowiązaniem zakupu energii elektrycznej przez długi okres (od kilku lat do okresów ponad 20-letnich) – stanowiły gwarancję dla banków, umożliwiając wytwórcom energii otrzymanie kredytów inwestycyjnych. Tablica 9 przedstawia zdolności produkcyjne objęte programem modernizacyjnym i stopień zmniejszenia zanieczyszczeń.

Tablica 9. Zakres modernizacji ekologicznej sektora energetycznego

	SO ₂ [%]	NO _x [%]	cz. stałe [%]	Zdolność produkcyjna (zainstalowane) [MW _e]
Elektrownie				
Węgiel kamienny	67,4	98,2	97,4	15405
Węgiel brunatny	72,3	97,1	98,8	9175
Razem	69,3	97,8	97,9	24580
Elektrociepłownie				moc cieplna [MW _{th}]
	38,0	67,0	68,0	32755

Tablica 10. Zdolności produkcyjne wyposażone w instalacje odsiarczania (stan na rok 1999)

Bloki w elektrowniach ciepłych [MW _e]	Instalacje odsiarczania [MW _e]		
	pracujące	w budowie	razem
60	60	–	60
100	200	–	200
120	890	150	1 040
200	6 160	1 150	7 310
360	3 610	720	4 330
460	–	460	460
500	535	–	535
Razem	11 455	2 480	1 3935

Odsiarczanie gazów spalinowych jest najbardziej kosztowne – stanowi ponad 66% całkowitego kosztu inwestycji. Tablica 10 przedstawia zdolności produkcyjne wyposażone w instalacje odsiarczania gazów spalinowych jako efekt realizacji programu inwestycyjnego.

Bardziej szczegółowe informacje o typach instalacji odsiarczania spalin zainstalowanych i planowanych do zabudowy w największych elektrowniach w Polsce przedstawia się w tablica 11.

Proces modernizacji energetyki powoduje również zmniejszenie emisji CO₂: zakłada się, że do roku 2006 emisja CO₂ będzie zredukowana o 7 Mt/rok uwzględniając również inwestycje w nowych jednostkach opalanych gazem). Wynik ten jest wspierany przez systematyczne oszczędności na własnym zużyciu energii w elektrowniach i na redukcji strat przesyłowych.

Do roku 2005, zmodernizowane zostaną zdolności produkcyjne rzędu 17.000 MW_e (bazująca na paliwach stałych), co pozwoli na efektywną pracę do roku 2020.

Tablica 11. Instalacje odsiarczania spalin w polskich elektrowniach (stan na rok 2000)

Paliwo	Zakład Nr	Bloki energetyczne	Zakłady z instalacją odsiarczania spalin			
			pracujące	w budowie	planowane	docelowo
Węgiel brunatny	1	12 x 360 MW	6 x W	-	2 x W	8 x W
	2	10 x 200 MW	3 x FBC, 3xD	-	3 x FBC	6 x FBC, 3Xd
Węgiel kamienny	1	6 x 200 MW	4 x W	-	-	4 x W
	2	8 x 200 MW	4 x D, 4 x SD	-	-	8 x SD
	3	8 x 200 MW	2 x W	-	2 x W	4 x W
	4	4 x 120, 4 x 200 MW	2 x SD	4 x W	-	2 x SD, 4 x W
	5	7 x 120 MW	2 x SD	-	-	2 x SD
	6	6 x 120 MW	2 x W	2 x FBC	-	2 x W, 2x FBC
	7	4 x 360 MW	4 x W	-	-	4 x W
	8	8 x 200 MW	2 x W	2 x W	-	4 x W
	9	8 x 200, 2 x 500 MW	-	1 x W	-	1 x W
	10	60 MW	Promieniowanie	-	-	-

Oznaczenia: W – metoda mokra – stopień odsiarczania – 95%, SD – metoda półsucha – stopień odsiarczania – 70%, D – metoda sucha – stopień odsiarczania – 35%, FBC – spalanie w złożu fluidalnym – stopień odsiarczania – 90%.

Wszystkie opisane środki (zarówno w procesie produkcji węgla jak i utylizacji węgla), jak również wzrost efektywności wytwarzania energii, spowodowały znaczną redukcję emisji z sektora energetyki opartej na węglu kamiennym. Tablica 12 ilustruje te tendencje.

Tablica 12. Emisje z energetyki zawodowej opartej na węglu kamiennym [kt/rok]

	1989	1997	1998	1999	2000	2001	2002
części stałe	555	84	67	55	46	40	38
SO ₂	1258	616	535	482	426	413	393
NO ₂		233	187	172	170	168	165
CO			18	18	20	21	19
CO ₂ [Mt]			86	85	86	82	85

6. Wnioski

Znaczenie i ważna rola jaką pełni węgiel dla pokrycia potrzeb energetycznych oraz zrównoważonego rozwoju świata są zarówno zauważane i uwzględniane we wszystkich prognozach energetycznych. Polska nie posiada innych nośników energii pierwotnej ani też potencjału dla rozwoju hydroenergetyki. Rozwój energetyki nuklearnej również nie jest przewidywany. Z tych też powodów węgiel – zarówno kamienny jak i brunatny – będą dominować w strukturze zużycia energii pierwotnej a szczególnie jako nośnik energii dla produkcji energii elektrycznej i ciepła.

W związku z powyższym, polityka państwa przykłada dużą uwagę do problemów produkcji i utylizacji węgla. Programy restrukturyzacyjne przemysłu węgla kamiennego muszą brać pod uwagę spodziewany popyt na węgiel. Z tych też powodów procesy likwidacji kopalń winny być ograniczone do tych kopalń, które nie są zdolne do osiągnięcia rentowności. Szczególną uwagę należy poświęcić – i to się dzieje – zabezpieczeniu wysokojakościowych pokładów w kopalniach likwidowanych.

Sektor energetyczny przeszedł poważną modernizację, obejmującą również instalacje służące redukcji emisji. Jednostki zmodernizowane mogą w najbliższych latach wytwarzać energię elektryczną i ciepłą w sposób efektywny i z większą troską o środowisko. Tym niemniej, w wyniku wycofania z ruchu starych i nieefektywnych jednostek energetycznych i w związku ze spodziewanym wzrostem zapotrzebowania na energię po roku 2010, koniecznym będzie wybudowanie nowych mocy. Technologie dla tych nowych obiektów winny być wybrane bardzo starannie, ze świadomością że decyzje te mogą wpływać na strukturę zużycia energii pierwotnej przez następne dziesiątki lat. Węgiel pozostanie nieomal jedyną możliwością.

Nie wydaje się, by źródła energii odnawialnej były ekonomicznie uzasadnione. Wydajną metodą technologicznej utylizacji energii odnawialnych mogłoby być wspólne spalanie biomasy z węglem. Przynosi to korzystne efekty dla środowiska i oszczędza wydatki na nowe instalacje.

Ze względów ekonomicznych muszą być stosowane technologie czystego węgla. Jest również konieczne wykorzystywanie istniejących zakładów przeróbki węgla do produkcji węgla o lepszej jakości. Jakość węgla sprzedawanego do sektora energetycznego jest na poziomie wymaganym przez użytkowników. Ze względu na rozbudowę i modernizację dokonaną w ostatnich latach, zdolności produkcyjne istniejących zakładów przeróbki węgla nie są w pełni wykorzystane, tak że istnieją możliwości dalszego podnoszenia poziomu jakości węgla przeznaczonego dla energetyki zawodowej. Wzbogacanie węgla jest pierwszym i najbardziej efektywnym sposobem redukcji emisji powstających podczas spalania węgla.

Polska, jako członek Unii Europejskiej, musi przestrzegać standardów ekologicznych UE. Wprowadzenie dopuszczalnych limitów emisji, wynikające z przestrzegania prawa UE i międzynarodowych porozumień, wpływa na gospodarkę narodową. Z uwagi na wysoki udział paliw stałych w strukturze wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, jak również wysoki poziom emisji zanieczyszczeń, wielkość kosztów inwestycyjnych niezbędnych dla zapewnienia przestrzegania limitów emisyjnych jest bardzo duża. Ponieważ ma nastąpić liberalizacja rynku energii, nie ma możliwości wprowadzenia instrumentów, w rodzaju kontraktów długoterminowych, dla znalezienia zewnętrznych źródeł finansowania takich inwestycji.

Inwestycje muszą być realizowane z własnych środków finansowych elektrowni, a więc zajmie to trochę czasu. Z tego powodu pewne derogacje są konieczne.

Bibliografia

- Blaschke W., Gawlik L. (1996) – The Future of the Polish Coal Mining Industry in the View of Energy Forecasts. Proceedings of the 6th International Energy Conference. Energex'96. 3-7 June 1996. Beijing, China. str. 752-755.
- Blaschke W., Gawlik L. (2001) – Coal preparation in Poland in the view of economic reform. Mineral Resources Management – quarterly, vol. 17, No 4, p. 63-71. Wydawnictwo IGSMiE PAN, Kraków, Polska. p. str. 63-71.
- Darski J., Kicki J., Sobczyk E. (2001) – Raport o stanie gospodarki zasobami złóż węgla kamiennego”, 2001. Seria: Studia, Rozprawy, Monografie Nr. 85, Wydawnictwo Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią, Kraków, Polska.
- Gajda A., Barc W., Jaworski W. (2001) – O kierunkach wydobywania paliw stałych w kontekście zaostrożenia wymagań ekologicznych dla energetyki zawodowej Energetyczna - półrocznik, tom 4, Nr 2, Wydawnictwo Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią, Kraków, Polska, str. 37-61.
- Gajda A., Barc W., Jaworski W. (2003) – Polska energetyka – konsekwencje negocjacji z UE dotyczących Dyrektywy 2001/80/EC. Polskie Sieci Elektroenergetyczne – Biuletyn Miesięczny nr4 (142), 2003.
- Lorenz U., Grudzinski Z (2000) – Emission changes in power industry - The decade of transition in Poland. Energex 2000: Proceedings of the 8th International Energy Forum Las Vegas, July 23-28, 2000. Energy 2000 - The Beginning of a New Millennium. Editor Peter Catania, Balaban Publishers, Technomic Publishing Company 2000. str. 664-669.
- Malko J. (2002) – Polish power sector – a decade of transformation and prospects. The 9th International Energy Conference ENERGEX'2002, May 19–24, 2002, Krakow, Poland. Plenary Papers Wydawnictwo Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią, Kraków, Polska, str. 63–76.
- Ney R. (2002) – The sustainable development of the Polish energy sector. The 9th International Energy Conference ENERGEX'2002, May 19–24, 2002, Krakow, Poland. Wydawnictwo Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią, Kraków, Polska, str. 113–130.
- Energetyka – Świat i Polska. Rozwój w okresie 1971-2000, perspektywy do roku 2030. Raport Polskiego Komitetu Światowej Rady Energii. Warszawa, kwiecień 2004.
- Polityka paliwowa - energetyczna. Główny Urząd Statystyczny, 1993 – 2002.
- Rozporządzenie Ministra Ochrony Środowiska z 30 lipca 2001 r. w sprawie wprowadzania do powietrza substancji zanieczyszczających z procesów technologicznych i operacji technicznych. Dz. U. Nr. 87, poz. 957, 24.08.2001.
-
-