

Tadeusz OLKUSKI\*

## **Elektroenergetyka polska a normy emisji**

SŁOWA KLUCZOWE: emisja pyłów, emisja gazów, normy emisji

### **Wprowadzenie**

Postępujący rozwój cywilizacji wymaga zużycia coraz większej ilości energii. Pociąga to za sobą konieczność spalania dużej ilości paliw, głównie kopalnych. Wszystkie paliwa, zarówno ciekłe, stałe jak i gazowe, zawierają zanieczyszczenia, wydzielające się w procesie spalania i stanowiące poważne zagrożenie dla środowiska przyrodniczego. Największe ilości i najbardziej toksyczne zanieczyszczenia powstają przy wytwarzaniu energii elektrycznej, pary wodnej i gorącej wody oraz przy produkcji metali i chemikaliów. Z tych źródeł pochodzi 60—70% krajowej emisji. Szczególnie groźne są zanieczyszczenia gazowe, które mogą w sposób nieograniczony rozprzestrzeniać się na duże odległości. W tym przypadku tempo i zasięg rozprzestrzeniania zależy od siły i kierunku wiatru.

### **1. Obowiązujące przepisy w zakresie emisji pyłów i gazów oraz innych szkodliwych substancji**

Od dwudziestu lat podstawowym aktem prawnym regulującym zagadnienia ochrony środowiska jest Ustawa z dnia 31 stycznia 1980 roku o ochronie i kształtowaniu środowiska (jednolity

---

\* Mgr inż. — Wydział Paliw i Energii AGH oraz Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków.

Recenzował doc. dr hab. inż. Eugeniusz MOKRZYCKI

tekst z 1994 r. Dz.U. nr 49, poz. 196, zmiana z 1997 r. nr 133, poz. 885, z 1998 r. nr 106, poz. 668). Ustawa ta co kilka lat jest nowelizowana i dostosowywana do nowych przepisów. Zmiany Prawa Geologicznego i Górniczego, wprowadzenie Prawa Energetycznego, reforma administracyjna oraz dostosowywanie Polski do wejścia do Unii Europejskiej wymusiły ostatnie zmiany Ustawy.

Innymi aktami prawnymi dotyczącymi ochrony powietrza są (Kamiński 1998):

1. Rozporządzenie Ministra Ochrony Środowiska, Zasobów Naturalnych i Leśnictwa z dnia 28 kwietnia 1998 r. w sprawie dopuszczalnych wartości stężeń substancji zanieczyszczających w powietrzu (Dz.U. nr 55, poz. 355).

2. Rozporządzenie Ministra Ochrony Środowiska, Zasobów Naturalnych i Leśnictwa z dnia 14 lipca 1998 r. w sprawie określenia rodzajów inwestycji szczególnie szkodliwych dla środowiska i zdrowia ludzi albo mogących pogorszyć stan środowiska oraz wymagań, jakim powinny odpowiadać oceny oddziaływania na środowisko tych inwestycji (Dz.U. nr 93, poz. 589).

3. Rozporządzenie Ministra Ochrony Środowiska, Zasobów Naturalnych i Leśnictwa z dnia 3 września 1998 r. w sprawie metod obliczania stanu zanieczyszczenia powietrza (Dz.U. nr 122, poz. 805).

4. Rozporządzenie Ministra Ochrony Środowiska, Zasobów Naturalnych i Leśnictwa z dnia 8 września 1998 r. w sprawie wprowadzania do powietrza substancji zanieczyszczających z procesów technologicznych i operacji technicznych (Dz.U. nr 121, poz. 793).

5. Rozporządzenie Ministra Ochrony Środowiska, Zasobów Naturalnych i Leśnictwa z dnia 18 września 1998 r. w sprawie szczegółowych zasad ustalania dopuszczalnych do wprowadzania do powietrza rodzajów i ilości substancji zanieczyszczających oraz wymagań, jakim powinna odpowiadać dokumentacja niezbędna do wydania decyzji ustalającej rodzaje i ilości substancji zanieczyszczających dopuszczonych do wprowadzania do powietrza (Dz.U. nr 124, poz. 819).

6. Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 30 grudnia 1997 r. w sprawie opłat za wprowadzanie zanieczyszczeń do powietrza oraz za usuwanie drzew (Dz.U. nr 162, poz. 1117).

Akty prawne nakładają na użytkowników obowiązek uiszczania opłat za korzystanie ze środowiska, czyli za emisje pyłów i gazów oraz składowanie odpadów. Stawki opłat w latach 1990—1998 przedstawiono w tabeli 1 (Lorenz 1999). Widać wyraźnie, że opłaty te są coraz wyższe i nadal wzrastają nieproporcjonalnie do wzrostu inflacji. Niektóre opłaty na przestrzeni dziesięciu lat wzrosły kilkakrotnie, a w przypadku tlenku węgla nawet osiemdziesięciokrotnie! Jednocześnie kary za przekroczenie dopuszczalnych limitów dla poszczególnych emitorów wynoszą dziesięciokrotną wartość stawki podstawowej. Tak wysokie opłaty zmuszają producentów energii, czyli głównie duże elektrownie zawodowe, do wymiany starych urządzeń na nowe, sprawniejsze i efektywniejsze. Dotyczy to głównie wymiany palników na niskoemisyjne, stosowania wysokosprawnych elektrofiltrów oraz budowania, niestety drogich, technologii odsiarczania spalin. Opłaty te są corocznie zmieniane wraz ze wzrostem inflacji. Aktualne stawki opłat wynoszą (Dz.U. nr 110, poz. 1261 z dnia 21 grudnia 1999 r):

dwutlenek siarki	—	0,34 zł/kg
dwutlenek węgla	—	0,18 zł/Mg
metan	—	0,18 zł/Mg
pyły ze spalania paliw	—	0,23 zł/kg
tlenki azotu (w przeliczeniu na NO <sub>2</sub> )	—	0,34 zł/kg
tlenek węgla	—	0,09 zł/kg

TABELA 1. Stawki opłat za emisje i składowanie odpadów z energetycznego spalania obowiązujące w Polsce w latach 1990—1998

TABLE 1. Payment rates for emission and waste storage from energetic burning of hard coal in Poland in 1990—1998 year

Rok	Pył	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	CO <sub>2</sub>	CO	Odpady	Źródło przepisów
	zł/kg	zł/kg	zł/kg	zł/Mg	zł/Mg	zł/Mg	
1990	0,007	0,027	0,027		1,0	0,36	Dz.U. nr 42, poz. 245 z 30.06.1990 r.
1991	0,018	0,068	0,068		2,5	1,00	Dz.U. nr 88, poz. 511 z 21.12.1990 r.
1992	0,042	0,077	0,077		21,0	2,00	Dz.U. nr 79, poz. 400 z 27.10.1992 r.
1993	0,06	0,12	0,12	0,10	30,0	4,00	Dz.U. nr 9, poz. 44 z 8.02.1993 r.
1994	0,08	0,15	0,15	0,10	40,0	5,00	Dz.U. nr 133, poz. 638 z 30.12.1993 r.
1995	0,10	0,19	0,19	0,10	50,0	6,18	Dz.U. nr 140, poz. 772 z 31.12.1994 r.
1996	0,13	0,24	0,24	0,13	60,0	7,90	Dz.U. nr 153, poz. 775 z 29.12.1995 r.
1997	0,15	0,28	0,28	0,15	70,0	9,21	Dz.U. nr 154, poz. 747 z 27.12.1996 r.
1998	0,20	0,30	0,30	0,15	80,0	10,00	Dz.U. nr 162, poz. 1116 i 1117 z 31.12.1997 r.

Źródło: Lorenz 1999.

W tabelach 2, 3, 4 i 5 przedstawiono dopuszczalne do wprowadzenia do powietrza ilości substancji zanieczyszczających ze spalania paliw w źródłach, do których użytkowania przystąpiono po 28 marca 1998 r. Zestawienia dokonano na podstawie Załącznika 1 do Rozporządzenia MOŚZNiL z dnia 8 września 1998 r. (Dz.U. nr 121, poz. 793). Kolejne tabele dotyczą dwutlenku siarki, dwutlenku azotu, tlenku węgla i pyłu. Jak wynika z tabel, dopuszczalna ilość szkodliwych substancji (w mg/m<sup>3</sup>) suchych gazów odlotowych w warunkach normalnych zależy od mocy źródła oraz od terminu rozpoczęcia użytkowania. Wyżej wymienione tabele przedstawiają normy dotyczące nowych obiektów.

Dla dwutlenku siarki (tab. 2) uwzględniono tradycyjny podział na paliwa stałe, ciekłe i gazowe. Wewnątrz poszczególnych grup rozróżniono jednostki o różnej mocy cieplnej. Dla paliw stałych wyróżniono pięć przedziałów: poniżej 5 MW<sub>t</sub>; 5—50; 50—100; 100—500 i powyżej 500 MW<sub>t</sub>. Źródła o najmniejszej mocy < 5 MW<sub>t</sub> mogą emitować do 1500 mg/m<sup>3</sup> SO<sub>2</sub> przy zawartości tlenu 6% w gazach odlotowych. Duże jednostki > 500 MW<sub>t</sub> nie mogą przekraczać 400 mg/m<sup>3</sup> SO<sub>2</sub>. Dla pozostałych źródeł przyjęto rozwiązania pośrednie, przy czym dla najczęściej występujących źródeł, tj. źródeł o mocy 100—500 MW<sub>t</sub>, założono spadek liniowy od 850 do 400 mg/m<sup>3</sup>.

Dla dwutlenku azotu (tab. 3) podziału dokonano na cztery grupy: węgiel kamienny; węgiel brunatny, koks i drewno; paliwa ciekłe oraz paliwa gazowe. Dla obu grup węgla oraz koksu i drewna, jak również dla paliw ciekłych, przyjęto podział na źródła o mocy do 50 MW<sub>t</sub> i powyżej 50 MW<sub>t</sub>. Dopuszczalna norma dla tych dwóch grup wynosi 400 mg/m<sup>3</sup>.

TABELA 2. Dopuszczalne do wprowadzania do powietrza ilości substancji zanieczyszczających ze spalania paliw w źródłach, do których użytkowania przystąpiono po 28 marca 1998 r. — dwutlenek siarki

TABLE 2. Limits of air pollution emission from burning fuels which using were started after 28 march 1998 — sulphur dioxide

Moc cieplna źródła [MW <sub>t</sub> ]	Dopuszczalna ilość dwutlenku siarki w suchych gazach odlotowych w warunkach normalnych [mg/m <sup>3</sup> ]
<b>PALIWA STAŁE</b>	przy zawartości tlenu 6% w gazach odlotowych
< 5	1 500
5—50	1 300
50—100	850
100—500	liniowy spadek od 850 do 400
> 500	400
<b>PALIWA CIEKŁE</b>	przy zawartości tlenu 3% w gazach odlotowych
< 300	850
300—500	liniowy spadek od 850 do 400
> 500	400
<b>PALIWA GAZOWE</b>	przy zawartości tlenu 3% w gazach odlotowych
Gaz ziemny	35
Gaz ciekły	5
Gaz wielkopieczowy Gaz koksowniczy	800
Niskokaloryczny gaz uzyskiwany przy gazyfikacji pozostałości po rafinacji ropy naftowej	800

Źródło: Załącznik nr 1 Rozporządzenia MOŚZNiL z dnia 8 września 1998 r. (Dz.U. nr 121, poz. 793).

Tlenek węgla (tab. 4) również rozpatrywany jest w zależności od stanu skupienia paliwa z którego pochodzi. I tak, dla paliw stałych wydzielono źródła o mocy do 50 MW<sub>t</sub> z normą emisji 250 mg/m<sup>3</sup> i powyżej 50 MW<sub>t</sub> — mg/m<sup>3</sup>.

Dla emisji pyłów (tab. 5) główny podział jest podobny. Rozróżniono źródła opalane paliwami stałymi, ciekłymi i gazowymi. Każda z grup jest jednak bardziej rozbudowana. Dodatkowo dla paliw stałych rozróżniono źródła, dla których decyzję o pozwoleniu na budowę wydano do dnia wejścia w życie tego rozporządzenia oraz źródła, dla których decyzję o pozwoleniu na budowę wydano po dniu wejścia w życie tego rozporządzenia. Źródła mocy cieplnej podzielono dla paliw stałych na źródła < 5; 5—50; 50—300 i > 300 MW<sub>t</sub>. Konkretnie wartości emisji w zależności od mocy oraz od terminu decyzji o budowie zawierają się w granicach od 700 do 50 mg/m<sup>3</sup>.

TABELA 3. Dopuszczalne do wprowadzania do powietrza ilości substancji zanieczyszczających ze spalania paliw w źródłach, do których użytkowania przystąpiono po 28 marca 1998 r. — dwutlenek azotu

TABLE 3. Limits of air pollution emission from burning fuels which using were started after 28 march 1998 — nitrogen dioxide

Moc cieplna źródła [MW <sub>i</sub> ]	Dopuszczalna ilość tlenków azotu w suchych gazach odlotowych w warunkach normalnych [mg/m <sup>3</sup> ]
<b>WĘGIEL KAMIENNY</b>	przy zawartości tlenu 6% w gazach odlotowych
< 50	400
> 50	460
<b>WĘGIEL BRUNATNY, KOKS, DREWNO</b>	przy zawartości tlenu 3% w gazach odlotowych (przy spalaniu drewna — 6%)
< 50	400
> 50	400
<b>PALIWA CIEKŁE</b>	przy zawartości tlenu 3% w gazach odlotowych
< 50	400
> 50	460
<b>PALIWA GAZOWE</b>	przy zawartości tlenu 3% w gazach odlotowych
< 5	150
5—50	300
> 50	350

Źródło: Załącznik nr 1 Rozporządzenia MOŚZNiL z dnia 8 września 1998 r. (Dz.U. nr 121, poz. 793).

TABELA 4. Dopuszczalne do wprowadzania do powietrza ilości substancji zanieczyszczających ze spalania paliw w źródłach, do których użytkowania przystąpiono po 28 marca 1998 r. — tlenek węgla

TABLE 4. Limits of air pollution emission from burning fuels which using were started after 28 march 1998 — coal oxide

Moc cieplna źródła [MW <sub>i</sub> ]	Dopuszczalna ilość tlenku węgla w suchych gazach odlotowych w warunkach normalnych [mg/m <sup>3</sup> ]
<b>PALIWA STAŁE</b>	przy zawartości tlenu 6% w gazach odlotowych (przy spalaniu drewna — 11%)
< 50	250
> 50	200
<b>PALIWA CIEKŁE</b>	przy zawartości tlenu 3% w gazach odlotowych
	150
<b>PALIWA GAZOWE</b>	przy zawartości tlenu 3% w gazach odlotowych
Gaz ziemny	100
Pozostałe gazy	150

Źródło: Załącznik nr 1 Rozporządzenia MOŚZNiL z dnia 8 września 1998 r. (Dz.U. nr 121, poz. 793).

TABELA 5. Dopuszczalne do wprowadzania do powietrza ilości substancji zanieczyszczających ze spalania paliw w źródłach, do których użytkowania przystąpiono po 28 marca 1998 r. — pył

TABLE 5. Limits of air pollution emission from burning fuels which using were started after 28 march 1998 — dust

Moc cieplna źródła [MW <sub>t</sub> ]	Dopuszczalna ilość tlenku węgla w suchych gazach odlotowych w warunkach normalnych [mg/m <sup>3</sup> ]
<b>PALIWA STAŁE</b>	przy zawartości tlenu 6% w gazach odlotowych (przy spalaniu drewna — 11%)
< 5	700 <sup>1</sup> /100 <sup>2</sup>
5—50	400 <sup>1</sup> /100 <sup>2</sup>
50—300	350 <sup>1</sup> /50 <sup>2</sup>
> 300	200 <sup>1</sup> /50 <sup>2</sup>
<b>PALIWA CIEKŁE</b>	przy zawartości tlenu 3% w gazach odlotowych
< 500	100 (przy zawartości popiołu > 0,06%)
Pozostałe	50
<b>PALIWA GAZOWE</b>	przy zawartości tlenu 3% w gazach odlotowych
Gaz ziemny	5
Gaz ciekły	5
Gaz wielkopieczowy, gaz koksowniczy	10
Gazy wytwarzane przez przemysł stalowy	50
Pozostałe gazy	5

<sup>1</sup> Źródła, dla których decyzję o pozwoleniu na budowę wydano do dnia wejścia w życie niniejszego rozporządzenia.

<sup>2</sup> Źródła, dla których decyzję o pozwoleniu na budowę wydano po dniu wejścia w życie niniejszego rozporządzenia.

Źródło: Załącznik nr 1 Rozporządzenia MOŚZNiL z dnia 8 września 1998 r. (Dz.U. nr 121, poz. 793).

## 2. Emisja pyłów i gazów w krajowej energetyce

Stopień redukcji zanieczyszczeń gazowych w urządzeniach ochronnych jest w Polsce bardzo niski i w 1998 roku wynosił zaledwie 37,8% (Mały ... 1999). Około 86% zakładów uciążliwych dla czystości powietrza nie posiada urządzeń i instalacji oczyszczających gazy. O ile problem pyłów został w zasadzie rozwiązany przez instalację wysokosprawnych elektrofiltrów, to problem gazów nadal stanowi poważne wyzwanie dla organizacji zajmujących się ochroną środowiska.

Całkowita emisja głównych zanieczyszczeń powietrza w Polsce przedstawiona została w tabeli 6 (Emitor 1999). Jak widać, zanieczyszczenie dwutlenkiem siarki, dwutlenkiem azotu, niemietanowymi lotnymi związkami organicznymi oraz amoniakiem od 1990 roku systematycznie maleje. Dotyczy to również pyłów pochodzących ze źródeł stacjonarnych.

Emisja SO<sub>2</sub> w latach 1990—1997 zmniejszyła się o 1029 tys. ton, co stanowi 32% emisji z 1990 roku. Emisja NO<sub>2</sub> zmniejszyła się w analogicznym okresie o 166 tys. ton, co stanowi 13%

TABELA 6. Całkowita emisja zanieczyszczeń powietrza w Polsce

TABLE 6. Total air pollution emission in Poland

Wyszczególnienie	1990	1995	1997
	tys. ton		
Dwutlenek siarki	3 210	2 376	2 181
Dwutlenek azotu	1 280	1 120	1 114
Dwutlenek węgla <sup>1</sup>	384 000	330 000	362 301
Niemetanowe lotne związki organiczne	1 121	1 076	1 079
Amoniak	550	380	350
Pyły <sup>2</sup>	1 950	1 308	1 130

<sup>1</sup> Dla lat 1990 i 1995 ze spalania paliw.

<sup>2</sup> Ze źródeł stacjonarnych.

Źródło: Mały Rocznik Statystyczny GUS, 1999.

emisji z 1990 roku. Jeśli chodzi o niemetanowe lotne związki organiczne, to redukcja wyniosła 42 tys. ton (3,7%), a amoniaku 200 tys. ton (36,4%). Nie udało się utrzymać tendencji stopniowego ograniczania emisji CO<sub>2</sub>. Pomimo że w latach 1990—1995 emisja ta malała, to w 1997 roku ponownie zanotowano jej wzrost.

Duża ilość tlenków węgla i siarki w powietrzu spowodowana jest spalaniem dużej ilości węgla stanowiącego podstawowe paliwo w polskiej elektroenergetyce. Nie tylko elektrownie i elektrociepłownie odpowiedzialne są za zanieczyszczenie powietrza. Również lokalne kotłownie oraz gospodarstwa indywidualne używają głównie węgla, nierzadko bardzo zasiarczony, do wytwarzania energii cieplnej. Sytuację mogłaby poprawić zmiana struktury paliwowej. Wytwarzając 1 GJ energii z węgla kamiennego wprowadzamy do atmosfery 94,60 kg CO<sub>2</sub>, a z węgla brunatnego nawet 101,20 kg CO<sub>2</sub>. Aby uzyskać analogiczną ilość energii z ropy naftowej „produkujemy” 74,07 kg CO<sub>2</sub>, a z gazu ziemnego 56,10 CO<sub>2</sub> (Ney 1998).

Ilość siarki występującej w spalinach zależna jest od ilości siarki w spalonym węglu. Węgle posiadają zwykle bardzo zróżnicowaną, od prawie zera nawet do kilkunastu procent, zawartość siarki. W polskich pokładach węgla zawartość siarki waha się w granicach od 0,32 do 2,82%, średnio 1,2% (Jasieńko i in. 1995; Majka-Myrcha i in. 1996). Wyróżnić można następujące rodzaje siarki (Ocena ... 1990):

- ◆ siarka całkowita (S<sub>t</sub>),
- ◆ siarka popiołowa (S<sub>A</sub>),
- ◆ siarka palna (lotna) (S<sub>pl</sub>),
- ◆ siarka nieorganiczna — siarczanowa (S<sub>so<sub>4</sub></sub>),  
— pirytowa (S<sub>pir</sub>),
- ◆ siarka organiczna (S<sub>o</sub>),
- ◆ siarka elementarna (S).

Siarka całkowita jest to suma siarki popiołowej i siarki palnej (lotnej) lub też siarki nieorganicznej i organicznej. Siarka nieorganiczna z kolei jest to siarka siarczanowa i siarczkowa. Sporadycznie może występować również siarka rodzima (elementarna).

Największy udział w węglu posiada siarka pirytowa. Duża zmienność zawartości pirytu spowodowana jest warunkami tworzenia się tego związku. Powstawał on wraz z tworzeniem się węgla. Organiczne ciała białkowo-tłuszczowe rozkładały się tworząc siarkowodór, a ten w reakcji z żelazem tworzył dwusiarczek żelaza  $\text{FeS}_2$ , czyli piryt lub markasyt. Ilość pirytu w węglu zależy więc od ilości żelaza w wodach gruntowych lub morskich na terenie gdzie tworzył się węgiel. Z siarczków żelaza, oprócz pirytu i markasytu, można jeszcze wyróżnić melnikowit, również o wzorze  $\text{FeS}_2$ , chalkopiryty  $\text{CuFeS}_2$  oraz w niewielkich ilościach galenę  $\text{PbS}$  i sfaleryt  $\text{ZnS}$ . W procesach spalania siarczki ulegają utlenianiu tworząc dwutlenek siarki  $\text{SO}_2$  i przedostają się do kolumny. Problem siarki pirytowej można dość łatwo rozwiązać poprzez proces wzbogacania. Piryt ma gęstość w granicach  $5 \text{ g/cm}^3$ , a węgiel  $1,4 \text{ g/cm}^3$ . Wykorzystując różnice densymetryczne możemy w cieczach ciężkich rozdzielić piryt od węgla. W odpadach przerobczych znajduje się 1—3% siarki (średnio 1,4%) z czego siarka pirytowa stanowi 70%. Odpady ze wzbogacania węgla grubego w KWK Siersza zawierają nawet więcej niż 3% siarki (Ocena ... 1990).

Innym rodzajem siarki w węglu jest siarka siarczanowa. Występuje ona jako gips  $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ , eptonit  $\text{MgSO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$ , jarosyt  $\text{Fe}_2(\text{SO}_4) \cdot 3\text{H}_2\text{O}$ , melanteryt  $\text{FeSO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$  i tenardyt  $\text{Na}_2\text{SO}_4$ . Ilość siarki związanej w wyżej wymienionych minerałach wynosi 0,1—1,4% (Ocena ... 1990), czyli niezbyt dużo. Siarczany zwykle nie występują w węglu świeżo wydobytym, lecz powstają dopiero na zwałach poprzez utlenianie pirytu i markasytu. Czynniki atmosferyczne powodują przechodzenie siarczków w uwodnione siarczany. Niektóre z nich są rozpuszczalne w wodzie i podczas procesu wzbogacania węgla ulegają wymywaniu. Spalanie węgla zawierającego siarczany nie powoduje dużego skażenia atmosfery, bo dzięki wysokiej temperaturze dysocjacji termicznej gipsu, głównego minerału siarczanowego, siarczany przechodzą do popiołu i żużla. Mięknienie popiołu węglowego odbywa się w temperaturze  $1100\text{—}1300^\circ\text{C}$ , a dysocjacja termiczna gipsu kończy się w temperaturze  $1450^\circ\text{C}$ , czyli popiół węglowy tworzy się poniżej pełnej dysocjacji termicznej gipsu.

Siarka rodzima występuje w polskich węglach w ilości 0,003—0,034%, czyli może być całkowicie pomijalna.

Siarka organiczna jest pozostałością po rozkładzie ciał białkowych i tłuszczowych z których powstaje siarkowodór. Jest związana ze składnikami humusowymi i nie daje się oddzielić na drodze mechanicznej. Jej ilość wpływa na własności węgla, głównie spiekalność i własności plastometryczne. Możemy wyróżnić cztery formy siarki organicznej związanej z węglem. Są to ugrupowania tiofenowe, aromatyczne, tioeterowe, dwutioeterowe i merkaptanowe.

Związki siarki organicznej utleniają się w temperaturze  $300^\circ\text{C}$  i w kontakcie z wodą lub parą wodną tworzą siarkowodór.

Najbardziej szkodliwe działanie dwutlenku siarki widoczne jest w degradacji lasów, głównie iglastych, zakwaszeniu gleb, korozji konstrukcji metalowych i betonowych oraz niszczeniu zabudowanych budowli. Ogromnie szkodliwy wpływ na zdrowie człowieka, acz trudniejszy do oszacowania, ma dwutlenek siarki. W tym przypadku większy udział ma tzw. niska emisja w dużych aglomeracjach miejskich niż duże zakłady elektroenergetyczne.

Jak już wspomniano, ilość siarki w spalinach zależy od ilości siarki w węglu. W związku z tym należy spalać węgle o naturalnej niskiej zawartości siarki albo węgle odsiarczone. W przeciwnym przypadku siarka palna zawarta w węglu przechodzić będzie do spalin, co pociągnie za sobą konieczność stosowania drogich technologii odsiarczania spalin.



Ponieważ największy udział w zanieczyszczeniu powietrza ma sektor elektroenergetyczny, w tabeli 7 przedstawiono ilość emitowanych: zanieczyszczeń przez poszczególne elektrownie i elektrociepłownie. W tabeli zamieszczono również moc brutto i moc cieplną poszczególnych elektrowni, gdyż emisja pyłów i gazów zależy w przybliżeniu wprost proporcjonalnie od wytwarzanej mocy. Dane zawarte w tej tabeli zobrazowano na rysunkach 1—8. Wykresy przedstawiają wielkość emisji zanieczyszczeń dziesięciu największych elektrowni i elektrociepłowni. I tak, w przypadku emisji pyłu największym emitorem jest Elektrownia Turów (rys. 3), która w 1998 roku wyemitowała 12 mln ton, co stanowi 13,17% całkowitej emisji elektroenergetyki. Pod względem mocy brutto elektrownia ta znajduje się na siódmym miejscu w Polsce — 5,92% (rys. 1) całkowitej produkcji krajowej. Pierwsze miejsce zajmuje Elektrownia Bełchatów, największy krajowy wytwórca energii elektrycznej — 4320 MW (15,29% całkowitej mocy brutto), a największą moc cieplną posiadają Elektrociepłownie Warszawskie S.A. (16,79% całkowitej produkcji krajowej) (rys. 2). Drugie miejsce pod względem emisji pyłu zajmuje Zespół Elektrowni PAK — 8 mln ton (8,90% całkowitej emisji) — 9,51% mocy brutto, a trzecie Elektrownia Rybnik — 5,63 mln ton (6,00% całkowitej emisji) i również 6,00% mocy brutto. Kolejne miejsce zajmuje Elektrownia Bełchatów — 5,62 mln ton (6,00% całkowitej emisji). Na uwagę zasługuje dopiero dziesiąta pozycja Elektrowni Kozienice w rankingu emisji pyłów, drugiego pod względem wielkości producenta energii elektrycznej w Polsce.

W przypadku emisji  $\text{SO}_2$  (rys. 4) na pierwszym miejscu w Polsce znajduje się Elektrownia Bełchatów — 252 704 ton, co stanowi 24,34% emisji dwutlenku siarki krajowej energetyki. Na drugim miejscu jest Zespół Elektrowni PAK (Pątnów–Adamów–Konin) — 143 530 ton (13,83%). Trzecie miejsce zajmuje Elektrownia Turów — 106 632 ton (10,27%). Z przedstawionych danych widać wyraźnie, że największe skażenie dwutlenkiem siarki powodowane jest przez elektrownie pracujące na węglu brunatnym. Czwarte miejsce na tej liście zajmuje Elektrownia Połaniec — 65 093 ton (6,27%) opalana węglem kamiennym. Ogólna emisja  $\text{SO}_2$  dziesięciu największych elektrowni i elektrociepłowni w Polsce wynosi 809 685 ton, co stanowi 78,00% całkowitej emisji!

W emisji  $\text{NO}_2$  (rys. 5) przoduje również Elektrownia Bełchatów — 41 604 tony (15,35%). Następne w kolejności są: Zespół Elektrowni PAK — 27642 t (10,20%), Elektrownia Kozienice — 19 793 t (7,30%), Zespół Elektrowni Dolna Odra — 18 242 (6,73%) i Elektrownia Turów 14 473 t (5,34%).

Podobnie wygląda sytuacja z emisją dwutlenku węgla (rys. 6). Pierwsze trzy miejsca zajmują: Elektrownia Bełchatów — 33 513 707 ton (23,23%), Zespół Elektrowni PAK — 15 554 596 (10,78%) i Elektrownia Turów 946 1201 (6,56%). Na czwartym miejscu jest Elektrownia Rybnik 7 489 513 (5,19%), a Elektrownia Połaniec w tym zestawieniu zajmuje ósme miejsce.

Emisja tlenku węgla (rys. 7), gazu silnie trującego, prawie w połowie spowodowana jest w Polsce przez Elektrownię Bełchatów — 17 648 ton, co stanowi 45,90% całkowitej emisji. W porównaniu z tą elektrownią inne elektrownie emitują stosunkowo niewiele tlenku węgla. Druga w kolejności jest Elektrownia Rybnik — 2247 ton (5,84%), trzecia Elektrownia Kozienice — 1733 ton (4,51%), a później Elektrownia Turów — 1479 ton (3,85%), Zespół Elektrowni PAK — 1347 ton (3,50%), Elektrownia Łaziska — 1143 t (2,97%), itd.

Emisja  $\text{CH}_4$  (rys. 8) określana jest jedynie szacunkowo. Przyjmuje się mianowicie, że na 1 GJ wytworzonej energii przypada 1g  $\text{CH}_4$ . Tutaj również pierwszą pozycję zajmuje Elektrownia Bełchatów — 284,70 ton (19,69%). Następne w kolejności emisji są: Zespół Elektrowni PAK

TABELA 7. Emisja pyłów i gazów w krajowej energetyce w 1998 roku  
 TABLE 7. Dust and gas emission in national electric power generation in 1998 year

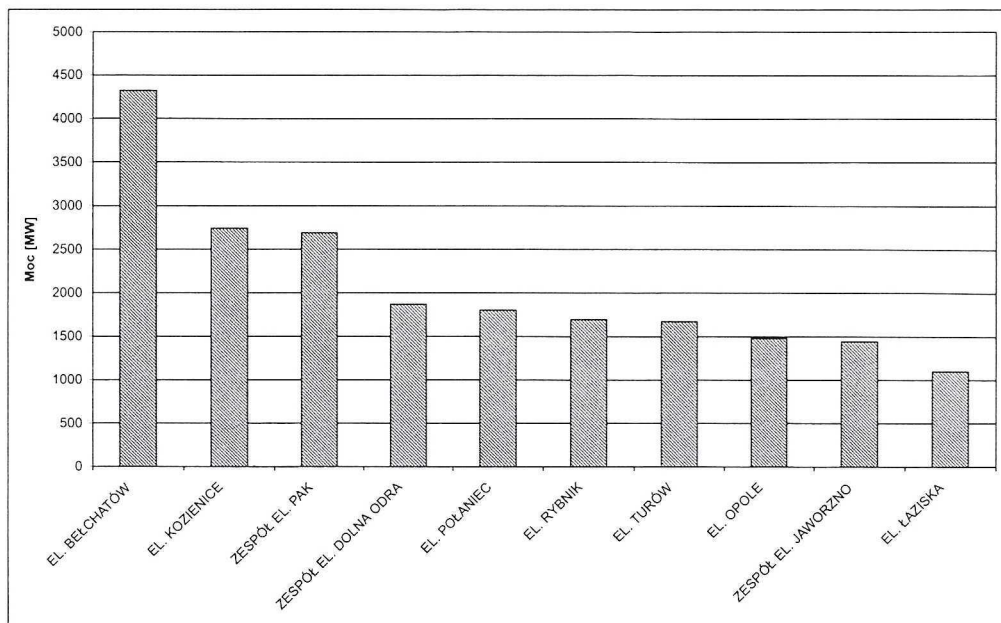
Lp.	Nazwa elektrowni lub elektrociepłowni	Moc osiągalna brutto [MW]	Moc osiągalna cieplna [MW]	Emisja popiołu lotnego [ton]	Emisja SO <sub>2</sub> [ton]	Emisja NO <sub>2</sub> [ton]	Emisja CO <sub>2</sub> [ton]	Emisja CO [ton]	Emisja CH <sub>4</sub> (szacunkowa) [ton]
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	EL. BEŁCHATÓW	4 320,0	376	5 623	252 704	41 604	33 513 707	1 7648	284,7
2	ZESPÓŁ EL. PAK	2 688,0	583	8 344	143 530	27 642	15 554 596	1 347	155,9
3	EL. TURÓW	1 673,0	112	12 352	106 632	14 473	9 461 201	1 479	96,6
4	EL. KOZIENICE	2 740,0	266	3 327	48 533	19 793	7 175 321	1 733	77,1
5	ZESPÓŁ EL. DOLNA ODRA	1 867,0	767	2 185	59 835	18 242	7 407 815	703	76,0
6	EL. POŁANIEC	1 800,0	130	5 200	65 093	10 970	6 165 596	329	65,9
7	EL. RYBNIK	1 695,0	59	5 631	35 410	12 467	7 489 513	2 247	79,8
8	ZESPÓŁ EL. JAWORZNO	1 445,0	421	4 564	30 127	14 330	6 500 643	976	67,7
9	EL. ŁAZISKA	1 100,0	196	1 214	35 862	9 416	4 529 013	1 143	49,2
10	EC. WARSZAWSKIE S.A.	958,0	4 285	3 516	31 959	11 476	6 117 946	847	65,8
11	EL. ŁAGISZA	700,0	380	2 431	24 176	8 422	3 551 960	936	38,1
12	EL. SIERSZA	731,0	37	2 070	19 839	5 890	2 448 298	399	28,5
13	ZESPÓŁ EL. OSTROŁĘKA	672,1	309	1 396	22 141	7 418	2 912 810	723	31,1
14	EL. SKAWINA	575,0	618	2 723	17 238	2 148	1 993 324	298	21,3
15	ZESPÓŁ EC. W ŁODZI S.A.	499,5	2 803	1 352	20 770	7 002	3 277 277	518	35,3
16	EC. KRAKÓW	446,0	1 457	2 036	14 563	4 532	2 121 988	323	22,9
17	ZESPÓŁ EC. WROCŁAW S.A.	360,0	1 415	1 603	13 640	5 228	2 094 769	315	22,5
18	ZESPÓŁ EC. GDAŃSKICH S.A.	340,6	1 500	1 590	13 107	5 332	2 200 629	339	23,9
19	EL. STALOWA WOLA	338,0	472	470	9 061	3 166	1 380 231	234	14,7
20	EL. BŁACHOWNIA	204,0	184	2 171	5 120	2 203	928 339	335	6,4
21	ZESPÓŁ EC. BYDGOSZCZ S.A.	174,0	1 007	2 020	7 948	5 723	1 395 090	455	15,1
22	EL. HALEMBA	200,0	58	774	5 961	1 475	795 278	87	8,5
23	ZESPÓŁ EC. POZNAŃSKICH	166,0	941	2554	7 235	2 418	1 259 907	362	13,7

tab. 7 cd.

tab. 7 cont.

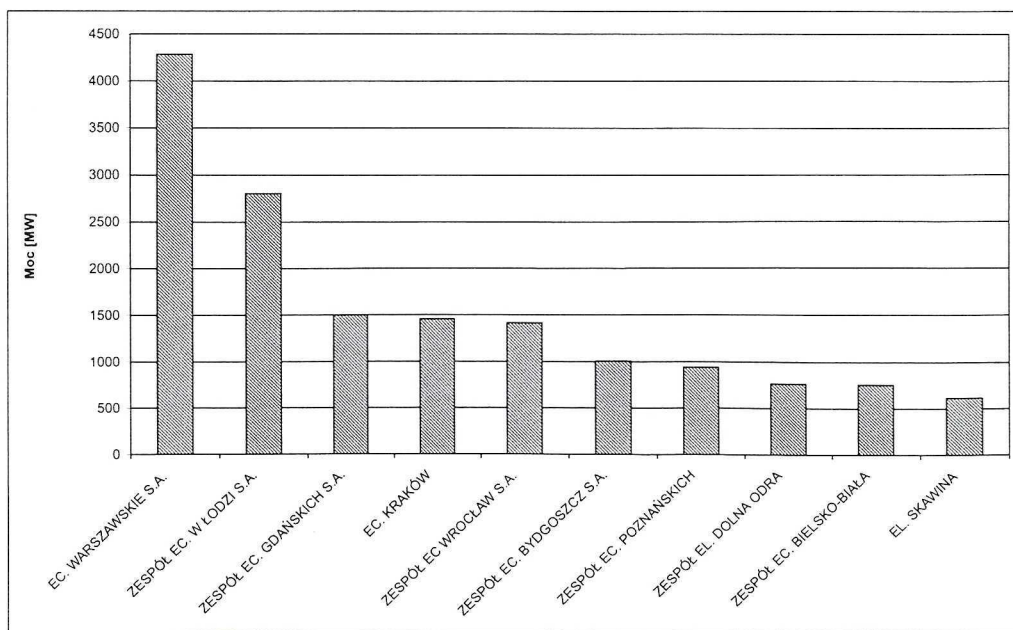
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
24	ZESPÓŁ EC. BYTOM S.A.	130,0	322	623	3 105	1 321	633 330	181	6,8
25	EC. BIAŁYSTOK	155,0	557	932	3 788	2 113	976 512	139	8,8
26	EC. ZABRZE S.A.	98,0	595	326	3 774	1 885	722 657	207	7,8
27	EC. CHORZÓW S.A.	74,5	490	319	4 469	1 218	469 188	82	6,2
28	ZESPÓŁ EC. BIELSKO-BIAŁA	157,0	758	837	4 033	1 414	1 107 007	257	11,5
29	EC. BĘDZIN	55,0	496	190	3 744	2 194	496 203	178	5,9
30	EL. OPOLE	1 480,0		366	4 251	8 838	5 411 385	560	57,2
31	EC. GORZÓW S.A.	68,0	350	4 505	4 062	2 669	658 395	95	6,8
32	EC. KALISZ	7,0	137	762	869	263	142 979	403	1,5
33	EC. ZIELONA GÓRA	22,5	238	631	1 601	565	310 552	706	3,1
34	EC. ZDUŃSKA WOLA	6,6	132	226	580	134	128 844	53	1,5
35	EC. ELBLĄG	12,0	395	3 911	1 422	1 742	395 708	61	4,3
36	EC. GIGA	6,0	146	315	647	216	118 793	270	1,3
37	EC. PZL MIELEC	10,0	234	379	918	229	196 500	109	2,0
38	EC. VICTORIA	93,0	318	420	723	392	261 611	11	1,7
39	EC. ANDROPOL	4,7	98	238	230	85	86 990	62	0,9
40	EC. ENERGO-ZACH	4,0	62	24	243	95	54 783	7	0,5
41	EC. ENERGOTOR TORUŃ	6,0	150	575	1 101	332	182 868	416	2,0
42	EC. TORUŃ S.A.	2,0	314	301	782	564	241 951	39	2,5
43	SPÓŁKA JASTRZĘBIE S.A.	93,0	603	534	3 534	2 077	800 188	196	6,9
44	EC. EC-WSK RZESZÓW	11,0	175	187	579	180	137 733	39	1,6
45	EC. ENERGETYKA BORUTA	36,3	305	63	893	398	115 583	46	1,2
46	MEGAWAT SP z o.o.	29,0	275	1 978	2 277	734	370 119	554	3,0
47	EC. KOSARZYN	1,2							
	RAZEM	28 257,0	25 530	93 793	1 038 115	271 035	144 295 138	38 456	1 455,7
	RAZEM — węgiel brunatny	8 681,0	1 071	26 319	502 866	83 719	58 529 504	20 474	537,2
	RAZEM — węgiel kamienny	19 573,0	24 455	67 469	535 243	187 309	85 765 626	17 973	908,6

Źródło: Emitor 1998.



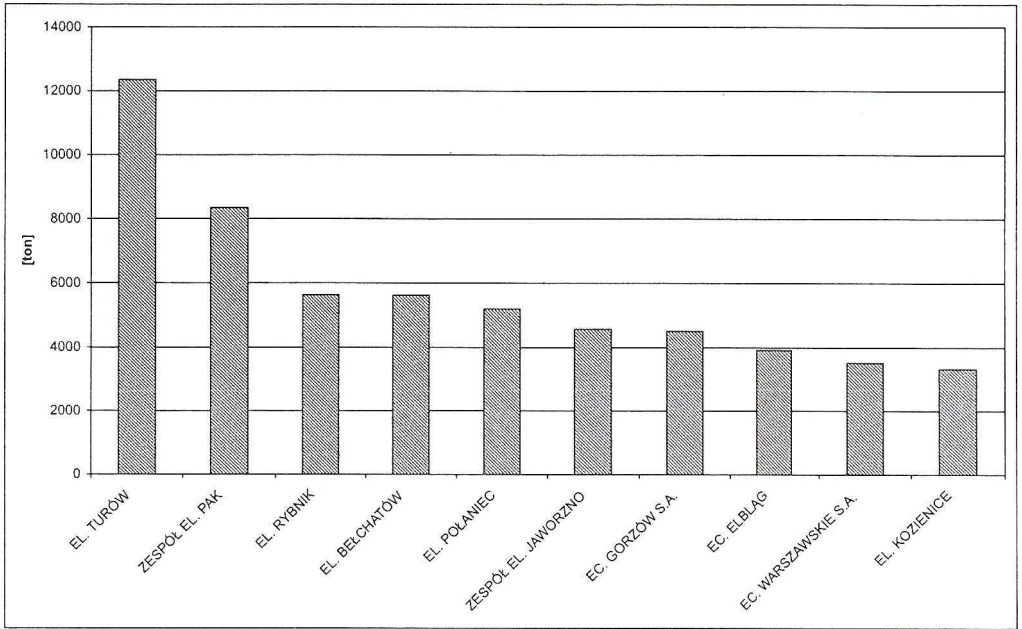
Rys. 1. Moc brutto dziesięciu największych elektrowni w Polsce

Fig. 1. Gross power of ten the biggest power stations in Poland



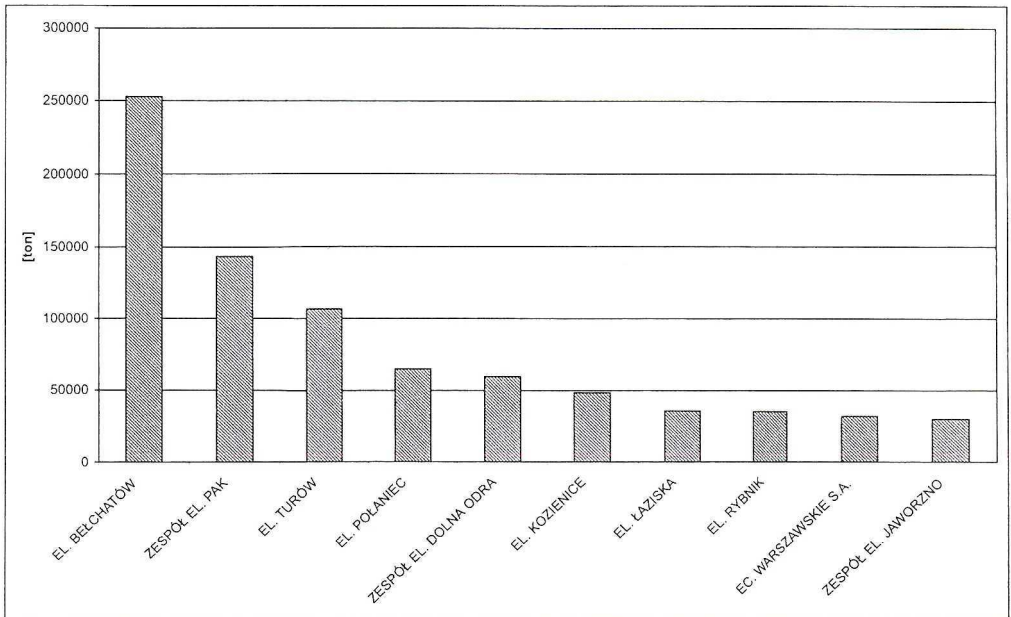
Rys. 2. Moc cieplna dziesięciu największych elektrowni i elektrociepłowni w Polsce

Fig. 2. Thermal power of ten the biggest power stations in Poland



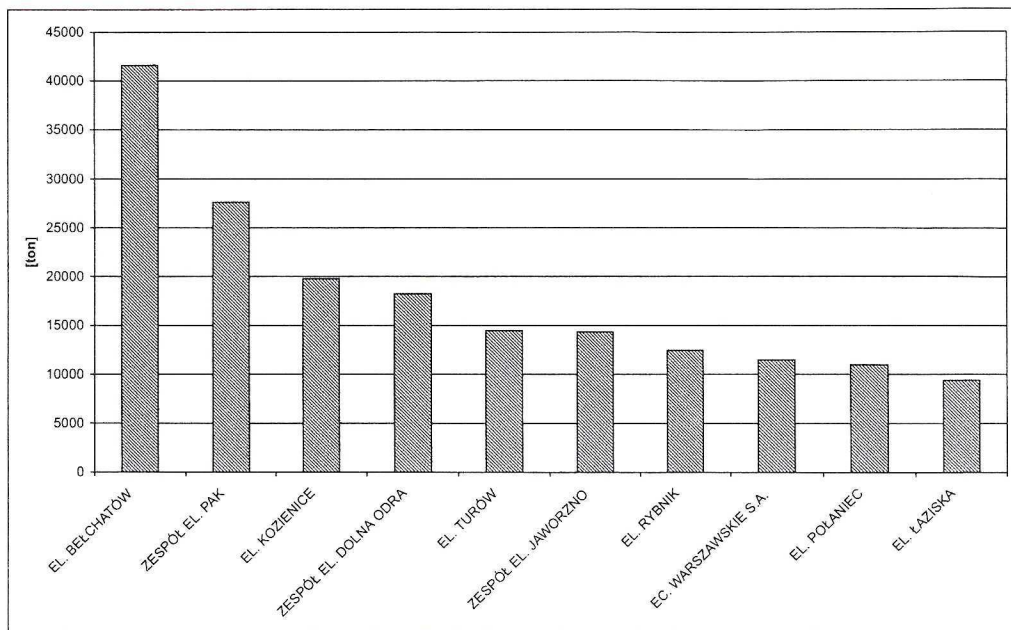
Rys. 3. Emisja popiołu dziesięciu największych elektrowni i elektrociepłowni w Polsce

Fig. 3. Dust emission of ten the biggest power stations in Poland



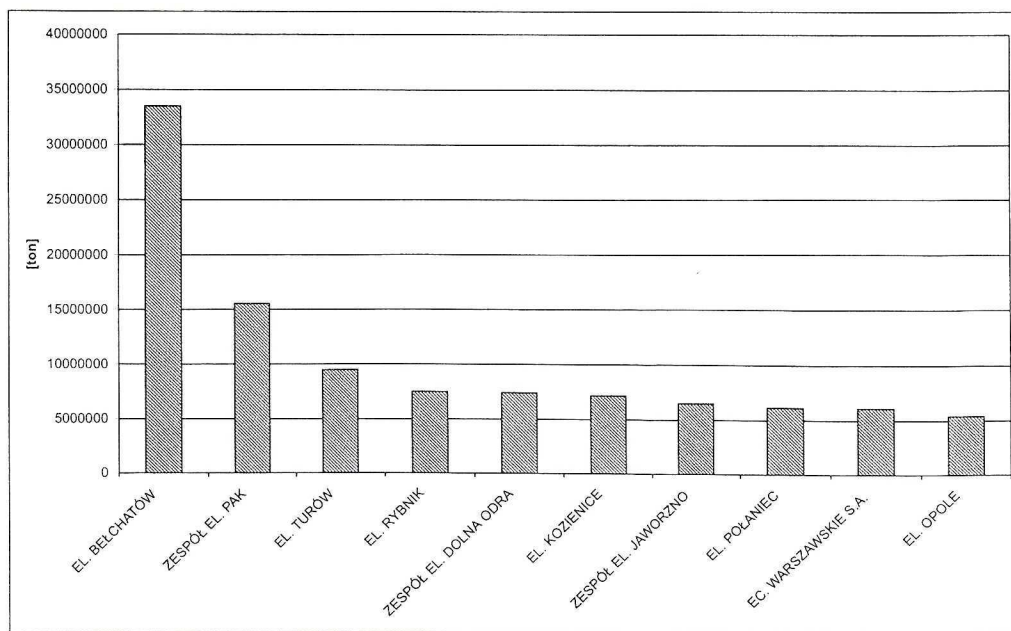
Rys. 4. Emisja SO<sub>2</sub> dziesięciu największych elektrowni i elektrociepłowni w Polsce

Fig. 4. SO<sub>2</sub> emission of ten the biggest power stations in Poland



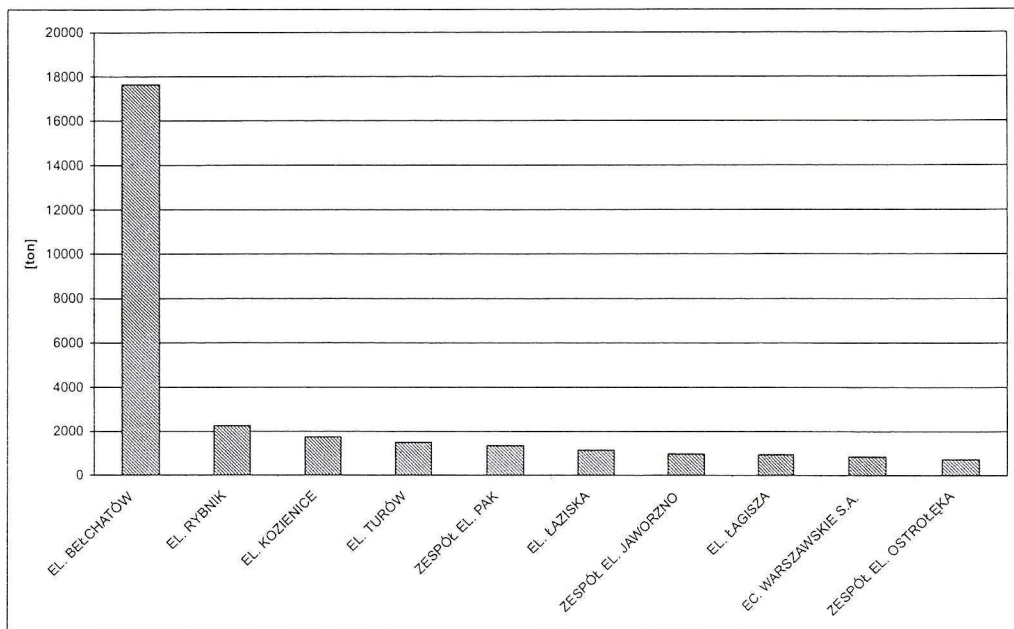
Rys. 5. Emisja NO<sub>2</sub> dziesięciu największych elektrowni i elektrociepłowni w Polsce

Fig. 5. NO<sub>2</sub> emission of ten the biggest power stations in Poland



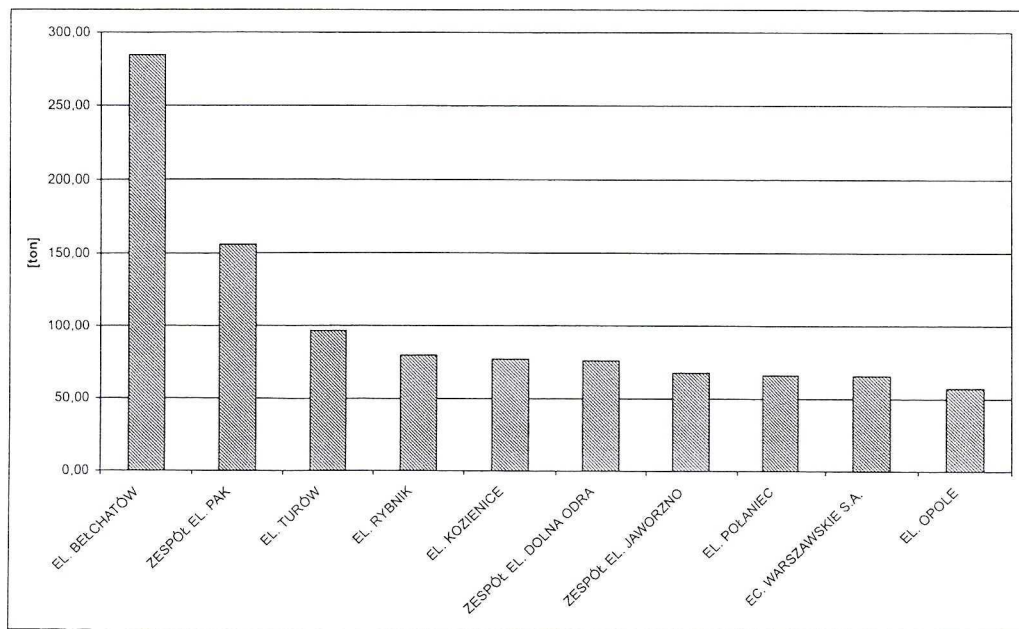
Rys. 6. Emisja CO<sub>2</sub> dziesięciu największych elektrowni i elektrociepłowni w Polsce

Fig. 6. CO<sub>2</sub> emission of ten the biggest power stations in Poland



Rys. 7. Emisja CO dziesięciu największych elektrowni i elektrociepłowni w Polsce

Fig. 7. CO emission of ten the biggest power stations in Poland



Rys. 8. Emisja (szacunkowa) CH<sub>4</sub> dziesięciu największych elektrowni i elektrociepłowni w Polsce

Fig. 8. CH<sub>4</sub> emission (estimated) of ten the biggest power stations in Poland

155,9 ton (10,78%), Elektrownia Turów — 96,6 ton (6,68%), Elektrownia Rybnik — 79,8 ton (5,52%) i Elektrownia Kozienice — 77,1 ton (5,33%).

Aby uzmysłowić sobie jaki jest udział procentowy energetyki w strukturze zanieczyszczenia powietrza, w tabeli 8 (Rubik 1999) przedstawiono niektóre rodzaje zanieczyszczeń powietrza i gałęzie przemysłu powodujące te zanieczyszczenia. W emisji dwutlenku węgla energetyka ma ponad pięćdziesięcioprocentowy udział i zdecydowanie wyprzedza ogrzewnictwo, pozostały przemysł oraz transport. Jeśli chodzi o dwutlenek siarki, to energetyka znajduje się na drugim miejscu po ogrzewnictwie, a w przypadku tlenków azotu na miejscu czwartym. Emisja metanu w elektroenergetyce jest znikoma w porównaniu z górnictwem, rolnictwem, wysypiskami śmieci oraz bagnami i górnictwem ropy naftowej.

TABELA 8. Struktura źródeł niektórych zanieczyszczeń powietrza w Polsce

TABLE 8. The structure of some air pollution resources in Poland

Rodzaj zanieczyszczenia — źródło	Oddziaływanie [%]
Dwutlenek węgla	
Energetyka	57,5
Ogrzewnictwo	23,5
Przemysł	11,0
Transport	8,0
Dwutlenek siarki	
Ogrzewnictwo	49,0
Energetyka	22,5
Przemysł	26,0
Motoryzacja	2,5
Tlenki azotu	
Ogrzewnictwo	32,0
Przemysł	30,0
Motoryzacja	29,0
Energetyka	5,0
Metan	
Górnictwo węgla	37,0
Rolnictwo	36,0
Wysypiska śmieci	13,0
Bagna	9,0
Górnictwo ropy naftowej	5,0

Źródło: Rubik M., Ekologiczne aspekty ciepłownictwa, ogrzewnictwa i wentylacji, Ciepłownictwo, Ogrzewnictwo, Wentylacja nr 11, 1999.



Ciekawie również wygląda porównanie wskaźników emisji zanieczyszczeń powietrza w Polsce i w Unii Europejskiej. Zestawienie takie znajduje się w tabeli 9 (Rubik 1999). Widać wyraźnie, że Polska przewyższa Unię Europejską w emisji wszystkich zanieczyszczeń z wyjątkiem emisji tlenku węgla. Dotyczy to zarówno emisji w przeliczeniu na jednego mieszkańca, na jednostkę powierzchni oraz na jednostkę energii pierwotnej.

TABELA 9. Wskaźniki emisji zanieczyszczeń powietrza w Polsce i w Unii Europejskiej

TABLE 9. Air pollution emission rates in Poland and in UE

Wyszczególnienie	Pyły	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	CO <sub>2</sub>	CO
Emisja na 1 mieszkańca [kg/rok]					
Polska	63,1	102,8	38,9	3 301	84,2
Unia Europejska	14,6	44,1	38,5	2 651	142,6
Emisja na jednostkę powierzchni [t/km <sup>2</sup> · rok]					
Polska	7,7	12,5	4,7	402	10,3
Unia Europejska	1,1	4,6	4,6	364	13,3
Emisja na jednostkę energii pierwotnej [kg/tpu]					
Polska	13,8	22,4	8,5	1 029	18,5
Unia Europejska	2,0	8,2	6,4	637	24,0

Źródło: Rubik 1999.

### 3. Jakość paliw zapewniająca dotrzymanie norm emisji szkodliwych substancji

Wszystkie surowce energetyczne stosowane jako paliwa stwarzają zagrożenie dla środowiska przyrodniczego. Dotyczy to nie tylko procesów spalania, ale również procesów eksploatacji, przeróbki i przetwórstwa.

Na etapie wydobywania węgla, który jest w Polsce podstawowym paliwem, występuje problem słonych wód powodujących degradację polskich rzek, osiadanie gruntów na terenach objętych eksploatacją, zajmowanie terenów pod hałdy oraz pylenie tychże hałd. Zanieczyszczenie atmosfery może być spowodowane również utlenianiem się węgla na zwałowiskach oraz jego spalaniem w elektrociepłowniach przykopalnianych.

Przeróbka stwarza również problemy — powstawanie pyłów, mułów, hałas, składowanie odpadów zawierających dużą ilość siarki pirytovej, suszenie flotokonzentratu itp.

Największe zagrożenie stwarza jednak spalanie paliw. Podczas procesu spalania powstają szkodliwe substancje, takie jak tlenki azotu, tlenki siarki, tlenki węgla, węglowodory oraz cząstki stałe — popiół, sadza, koksik. Często występują również różne pierwiastki śladowe. Oczywiście dwutlenek węgla jako taki nie jest szkodliwy dla zdrowia, ale powoduje efekt cieplarniany, co może w dłuższej perspektywie doprowadzić do zmian klimatu, a przez to pośrednio wpłynąć na środowisko przyrodnicze.

Aby dotrzymać norm emisji szkodliwych substancji, przedstawionych w rozdziale 1, na środowisko przyrodnicze, należy zastosować w procesie spalania paliwo o odpowiednich parametrach. Z punktu widzenia ochrony środowiska najważniejszymi parametrami są zawartość popiołu i zawartość siarki. Dla użytkownika podstawowym parametrem jest oczywiście wartość opałowa, która świadczy o wartości użytkowej węgla. Innymi mniej istotnymi parametrami są: zawartość wilgoci, zawartość części lotnych, zawartość substancji palnej, temperatura topnienia popiołu, podatność przemiałowa albo obecność pierwiastków śladowych lub skład petrograficzny.

Aby określić jakość paliwa należy znać jego skład. Ogólnie można powiedzieć, że paliwo składa się z substancji palnej oraz balastu. Substancja palna to węgiel, wodór, siarka, tlen i azot. Balast to wilgoć całkowita i popiół. Azot nie bierze udziału w spalaniu, dlatego nazywany jest balastem wewnętrznym (Orłowski i in. 1979) chociaż zalicza się go tradycyjnie do substancji palnych.

Wilgoć w węglu określa PN-80/G-04511. Rozróżnia ona:

- ◆ wilgoć przemijającą ( $W_{cx}$ ), czyli wilgoć, którą węgiel traci podczas suszenia w temperaturze  $50^{\circ}\text{C}$  w czasie ośmiu godzin, po doprowadzeniu próbki do stanu równowagi z wilgocią powietrza w temperaturze pokojowej,
- ◆ wilgoć węgla powietrzno-suchego ( $W_h$ ), czyli wilgoć pozostała po wysuszeniu próbki do stanu równowagi z wilgocią otaczającego powietrza,
- ◆ wilgoć całkowita — suma wilgoci przemijającej ( $W_{cx}$ ) i powietrzno-suchej ( $W_h$ ),
- ◆ wilgoć analityczna ( $W^a$ ) — wilgoć zawarta w próbce analitycznej o wielkości ziarna poniżej  $0,2\text{ mm}$ . Od ( $W_h$ ) różni się tylko wielkością ziarna.

Niektórzy autorzy rozróżniają wilgoć zewnętrzną  $W_z$  (przemijającą), która może być usunięta przez suszenie węgla na wolnym powietrzu oraz wilgoć higroskopijną  $W_h$  związaną ze składnikami paliwa, którą można usunąć susząc paliwo w temperaturze  $103\text{—}105^{\circ}\text{C}$  (Laudyn i in. 1997). Określa się też wilgoć węgla surowego, czyli węgla w stanie roboczym  $W^r$ .

Zawartość wilgoci całkowitej dla węgla kamiennego wynosi  $5\text{—}30\%$ . Dla węgla brunatnego może dochodzić nawet do  $60\%$  (Laudyn i in. 1997).

Oznaczanie zawartości popiołu odbywa się w oparciu o PN-80/G-04512. Mówi ona, że zawartość popiołu w próbce analitycznej ( $A^a$ ) jest to masa stałej pozostałości po wyprażeniu  $1\text{—}2$  gramowej odważki węgla o ziarnie poniżej  $0,2\text{ mm}$  w temperaturze  $500^{\circ}\text{C}$  przez 30 minut i w temperaturze  $815^{\circ}\text{C}$  przez następne  $30\text{—}60$  minut.

Polskie węgle kamienne zawierają  $5\text{—}35\%$  popiołu, brunatne  $7\text{—}30\%$ . Zdarzają się też węgle o zawartości popiołu powyżej  $50\%$  (Laudyn i in. 1997). Popiół zmniejsza wartość opałową węgla, komplikuje proces spalania i powoduje szybsze zużywanie się urządzeń. Można jeszcze dodać, że popiół jest substancją mineralną w stanie sypkim w przeciwieństwie do żużla, który jest substancją mineralną w stanie stopionym i zlanym.

Znając zawartość popiołu w węglu możemy określić ilość odpadów stałych wytworzonych w procesie spalania. Typowy skład popiołu powstającego przy spalaniu węgla górnośląskich jest następujący (Mielecki i in. 1976):

- SiO<sub>2</sub> (krzemionka) —  $41,60\%$ ,
- Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> (tlenek glinu) —  $23,74\%$ ,
- Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> (tlenek żelazowy) —  $17,52\%$ ,
- CaO (tlenek wapnia) —  $8,39\%$ ,

MgO (tlenek magnezowy) — 1,75%,  
SO<sub>3</sub> (bezwodnik kwasu siarkowego) — 6,05%,  
inne składniki — 0,95%.

Część substancji mineralnej przechodzi do atmosfery w postaci pyłu. Pyły te to cząsteczki o wielkościach bardzo małych, od submikronowych do kilkumilimetrowych. Największe cząsteczki opadają blisko miejsca powstawania, a mniejsze unoszą się w powietrzu tworząc układ koloidalny zwany aerozolem. Tak drobne cząsteczki wdychane są przez człowieka i osadzają się w płucach, co po dłuższym czasie, nawet przy stosunkowo niewielkiej emisji pyłu, może powodować problemy zdrowotne. Aby tego uniknąć stosuje się urządzenia odpylające, takie jak elektrofiltry, cyklony lub multicyklony.

Tak samo jak ze znajomości zawartości popiołu w węglu możemy określić ilość odpadów stałych wytworzonych w procesie spalania, również ze znajomości ilości siarki w węglu możemy obliczyć ilość dwutlenku siarki przechodzącego do spalin. Pozwala to uniknąć prowadzenia pomiarów i drogich metod analitycznych służących do określenia zawartości siarki w spalinach.

Zawartość azotu dla polskich węgla wynosi 1,3—1,8% — ogólnie dla węgla kamiennych 0,6—2,8%, a dla węgla brunatnych 0,—3,5% (Mielecki i in. 1976).

Zawartość wodoru wynosi 2—5% (Laudyn i in. 1997) i decyduje o łatwości zapłonu paliwa.

Polskie górnictwo węgla kamiennego oferuje elektroenergetyce miały energetyczne o różnych parametrach od 16 943 do 30 578 kJ/kg dla wartości opałowej, od 6,8 do 36,5% zawartości popiołu i od 0,55 do 1,63% zawartości siarki. W grudniu 1998 roku 46 kopalń produkowało miały energetyczne. Zestawienie producentów krajowych przedstawiono w tabeli 10 (Biuletyn ... 1999). Wszystkie dane dotyczą grudnia 1998 roku. W innych miesiącach procentowy udział poszczególnych kopalń w produkcji oraz parametry jakościowe kształtują się podobnie.

Największym producentem miałó energetycznych jest KWK Ziemowit. Miały z tej kopalni mają niestety niską kaloryczność, jedną z najniższych w Polsce — 19 675 kJ/kg. Gorsza kaloryczność występuje tylko w kopalniach Jaworzno, ZG Rozalia i Grodziec. Kopalnie te wydobywają jednak dużo mniejszą ilość węgla — Jaworzno jedną czwartą produkcji Ziemowita, a Grodziec praktycznie śladowe ilości. Węgiel z KWK Ziemowit ma również dużą zawartość popiołu — 21,2% i siarki — 1,03%. Drugim pod względem wielkości producentem miałó energetycznych jest KWK Piast. Parametry miałó z tej kopalni też są nie najlepsze (Q — 20 313 kJ/kg, A — 19,6%, S — 1,02%). Trzecim producentem miałó energetycznych jest KWK Bogdanka (Q — 21 197 kJ/kg, A — 20,7%, S — 1,16). W tym przypadku uwagę zwraca bardzo wysoka zawartość siarki. Pasuje to tę kopalnię na trzecim miejscu w Polsce pod względem zasiarczenia. Najbardziej zasiarczone miały posiada KWK Siersza — 1,63% i KWK Jaworzno — 1,41%. Również KWK Janina ma bardzo zasiarczone węgle, S = 1,13%. Ogółem dziewięć kopalń produkuje miały o zawartości siarki powyżej 1%.

Najbardziej zapozielone węgle posiadają kopalnie Grodziec i ZG Rozalia. Ich udział w produkcji miałó jest jednak znikomym. W sumie dwadzieścia dwie kopalnie produkują miały o zawartości popiołu powyżej 20%. Najmniej popiołu znajduje się w miałach z kopalni Gliwice. Kopalnia ta posiada też najlepszą kaloryczność miałó, ale pod względem wielkości produkcji znajduje się ona na ostatnim miejscu w Polsce. Bardzo kaloryczny węgiel posiadają również kopalnie Rydułtowy, Śląsk, Marcel i Pokój, a najmniej kaloryczny — kopalnie Grodziec, ZG Rozalia, Jaworzno, Ziemowit, ZG Wojkowice i Janina.

TABELA 10. Produkcja mialów energetycznych według parametrów jakościowych w grudniu 1998 roku

TABLE 10. Fine steam coal production according qualities parameters in December 1998 year

Lp.	Kopalnia	Produkcja [ton]	Q [kJ/kg]	A [%]	S [%]
1	Gliwice	7 673	30 578	6,8	0,77
2	Rydułtowy	132 712	25 851	13,7	0,72
3	Śląsk	64 392	25 392	15,3	0,65
4	Marcel	147 867	24 457	14,4	0,63
5	Pokój	99 836	24 438	19,4	0,58
6	Knurów	120 786	24 308	17,9	0,98
7	Sośnica	217 781	24 038	18,1	0,85
8	Wujek	108 525	23 954	19,0	0,75
9	Katowice-Kleofas	152 340	23 943	15,6	0,67
10	Bobrek-Miechowice	129 623	23 807	18,0	0,52
11	Polska-Wirek	125 230	23 451	20,0	0,58
12	Halemba	309 299	23 063	20,1	0,65
13	Bielszowice	250 884	22 895	22,3	0,74
14	Szczygłowie	132 085	22 892	20,2	0,91
15	Makoszowy	215 015	22 853	20,9	0,84
16	Porąbka-Klimontów S.A.	19 902	22 832	12,2	0,77
17	Staszic	211 185	22 657	19,7	0,79
18	Wieczorek	125 537	22 549	19,0	0,50
19	Jankowice	283 963	22 289	20,7	0,61
20	Budryk S.A.	219 689	22 182	23,9	0,91
21	Kazimierz-Juliusz Sp. z o.o.	78 341	21 981	13,6	0,76
22	Chwałowice	221 013	21 961	20,7	0,81
23	Andaluzja Sp. z o.o.	92 616	21 903	16,8	0,74
24	Powstańców Śl. Sp. z o.o.	76 177	21 845	20,6	0,63
25	Rozbark	94 298	21 830	18,6	0,70
26	Bolesław Śmiały	105 796	21 760	23,9	1,01
27	Julian	96 314	21 686	18,0	0,73
28	Mysłowice	122 185	21 632	19,3	0,60
29	Centrum-Szombierki	132 200	21 594	19,0	0,74
30	ZWSM Jadwiga Sp. z o.o.	36 258	21 449	22,6	0,74
31	Brzeszcze	150 753	21 404	23,4	0,61
32	Wesoła	202 689	21 320	22,5	0,64
33	Bogdanka S.A.	313 810	21 197	20,7	1,16
34	Murcki	195 753	20 845	22,9	0,87
35	Niwka-Modrzejów Sp. z o.o.	85 120	20 753	21,9	0,70
36	Jan Kanty S.A.	47 399	20 570	11,5	1,03
37	Silesia	89 539	20 483	22,7	0,73
38	Piast	317 920	20 313	19,6	1,02
39	Czeczot	207 400	20 115	21,8	1,05
40	Siersza	61 158	20 016	8,3	1,63
41	Janina	139 442	19 702	10,2	1,13
42	ZG Wojkowice	49 968	19 683	23,3	0,92
43	Ziemowit	321 702	19 675	21,2	1,03
44	Jaworzno	82 433	18 926	17,0	1,41
45	ZG Rozalia	61 814	18 801	27,1	0,90
46	Grodziec Sp. z o.o.	16 618	16 943	36,5	0,57

Źródło: Biuletyn... 1999.

Produkcja węgla do celów energetycznych z podziałem według typów przedstawia się następująco (dane za cały 1998 r.) (Biuletyn ... 1999):

Typ węgla		Ilość ton	Udział w produkcji
31.1	—	1 517 400	1,61
31.2	—	29 924 382	31,83
32.1	—	23 049 650	24,52
32.2	—	14 543 670	15,47
33	—	21 237 565	22,59
Inne	—	3 733 465	3,97
<b>RAZEM</b>		<b>94 006 132</b>	<b>100,00</b>

Niewykluczone, że w przyszłości polskie elektrownie i elektrociepłownie importować będą węgiel zza granicy. Obecnie na światowym rynku węgla oferowane są różne typy tego surowca, o różnych parametrach i w różnej cenie. W artykule tym ceny węgla nie są dokładnie omawiane, gdyż cena nie ma wpływu na wielkość emisji szkodliwych substancji. Oczywiście prawdą jest, że węgiel droższy jest zwykle lepszy, ale to parametry decydują o cenie, a nie odwrotnie. Cena jest interesująca tylko w kontekście hipotetycznego importu do Polski węgla o lepszych parametrach niż węgle krajowe.

Głównymi krajami eksportującymi węgiel kamienny energetyczny są Stany Zjednoczone, Kanada, Republika Południowej Afryki, Australia, Chiny, Kolumbia, Rosja, Wenezuela i Indonezja. W tabeli 11 przedstawiono kraje eksportujące węgiel energetyczny wraz z jego parametrami, czyli kalorycznością Q, zawartością popiołu A i zawartością siarki S (Coal ... 1999).

Stany Zjednoczone oferują węgiel o kaloryczności 26 377—30 145 kJ/kg, o zawartości popiołu 10—15% i zawartości siarki 0,6—2,5%. Australia oferuje węgiel o kaloryczności 25 958—28 052 kJ/kg, zawartości popiołu 14,0% i zawartości siarki 0,8%. Republika Południowej Afryki sprzedaje węgiel o parametrach: Q = 25 121—26 796 kJ/kg, A = 16,0% i S = 1,0%. W tabeli 11 przedstawiono również węgiel oferowane przez producentów z Kanady, Kolumbii, Chin, Rosji, Wenezueli i Indonezji. Zestawienie obejmuje też węgiel z portów ARA (Amsterdam, Rotterdam, Antwerpia) i dla porównania polskie węgiel eksportowe.

Wszystkie oferowane w świecie węgiel mają bardzo dobre parametry jakościowe. Spalanie takich węgla niewątpliwie poprawiłoby efekty pracy polskich elektrowni i elektrociepłowni. Ceny również, przynajmniej niektórych gatunków, są z punktu widzenia konsumenta interesujące. Na przykład ceny minimalne i maksymalne głównych eksporterów to (Lorenz, Grudziński 1999):

Australia — 36,17—48,58 USD/tonę,

USA — 38,28—56,47 USD/tonę,

RPA — 34,08—40,58 USD/tonę,

Kolumbia — 37,83—45,81 USD/tonę.

Wszystkie wyżej wymienione ceny są to ceny FRANCO w porcie polskim. Wybrano tutaj najniższe i najwyższe ceny importu z danego kraju bez względu na parametry jakościowe. Chodziło tylko o przedstawienie przedziału wartości cenowych, a nie o wartość konkretnego węgla. Pomi-

TABELA 11. Węgla kamienne dostępne na rynkach międzynarodowych

TABLE 11. Hard coal attainable on the international markets

Kraj	Port	Parametr			
		Q [kcal/kg]	Q [kJ/kg]	A [%]	S [%]
USA	Hampton Roads	7 200	30 145	10	1,0
		6 950	29 098	10	1,0
		6 700	28 052	12	1,0
	Baltimore	6 700	28 052	12	1,5
		6 950	29 098	12	2,5
		6 700	28 052	12	1,5
	Gulf Coast	7 200	30 145	10	2,5
		6 950	29 098	12	1,0
		6 700	28 052	15	1,5
		6 400	26 796	15	1,5
		6 300	26 377	15	2,2
		6 700	28 052	10	0,6
West Coast	6 400	26 796	10	0,7	
Kanada	Vancouver	7 200	30 145	10	0,7
		6 000	25 121	12	0,5
		6 000	25 121	12	1,0
Polska	Bałtyckie	7 000	29 308	8,5	0,8
		6 700	28 052	11,5	0,8
		6 300	26 377	15	0,8
RPA	Richards Bay	6 400	26 796	16	1,0
		6 000	25 121	16	1,0
Australia	Newcastle	6 700	28 052	14	0,8
		6 500	27 214	14	0,8
	Gladstone	6 200	25 958	14	0,8
		6 500	27 214	14	0,6
Chiny	Qinhuangdao	6 200	25 958	10	0,8
		6 000	25 121	15	1,0
Kolumbia	Bolivar	6 700	28 052	8	0,7
		6 550	27 424	8	0,8
		6 450	27 005	7	0,8
		6 300	26 377	7	0,8
Europa	ARA	6 400	26 796	16	1,0
		6 000	25 121	16	1,0
Rosja	Pacyfik	6 300	26 377	15	0,4
		6 750	28 261	16	1,0
	Bałtyk	6 400	26 796	16	1,0
		6 400	26 796	13	0,5
Wenezuela	Maracaibo	7 000	29 308	7	0,8
Indonezja	Kalimantan	6 700	28 052	5	0,8
		6 500	27 214	8	0,8
		6 300	26 377	10	1,0
		6 000	25 121	14	1,0
		5 200	21 771	1	0,1

Źródło: Coal... 1999.

jając względy polityczne, społeczne itp., gdyby któryś z polskich użytkowników chciał kupić taki węgiel musiałby doliczyć jeszcze koszt transportu z Wybrzeża do swojego zakładu oraz dostosować urządzenia do spalania węgla o takiej jakości.

## Wnioski

1. W ostatnich latach daje się zauważyć znaczne zaostrzenie przepisów dotyczących emisji pyłów i gazów oraz innych szkodliwych substancji. Świadczy to o zrozumieniu potrzeby przeciwdziałania dalszej degradacji środowiska przyrodniczego i rozwoju przemysłu w zgodzie z naturą (tzw. ekorozwój).

2. Polska, chcąc wejść do Unii Europejskiej, musi dostosować swoje prawodawstwo do prawodawstwa panującego w Unii Europejskiej. Dotyczy to również sektora elektroenergetycznego. Zmiany przepisów idą we właściwym kierunku i w najbliższym czasie można się spodziewać ich całkowitej unifikacji.

3. Aby dotrzymać norm emisji szkodliwych substancji należy dążyć do spalania węgla o niskiej zawartości siarki, na przykład poprzez głębokie wzbogacanie, lub węgle o naturalnie niskiej jej zawartości.

4. W elektrowniach i elektrociepłowniach spalających gorsze gatunki węgla należy budować instalacje odsiarczania spalin oraz instalować wysokosprawne elektrofiltry.

## Literatura

Biuletyn informacyjny z zakresu przeróbki mechanicznej węgla kamiennego, PARGWK, Katowice, styczeń 1999.

Coal Week International, Vol. 20, No 50, December 21, 1999.

Emitor 1999, Emisja zanieczyszczeń środowiska w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych. ARE S.A., Warszawa 1999.

JASIEŃKO i in., 1995 — Chemia i fizyka węgla. Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław.

KAMIŃSKI S., 1998 — Wymagania ochrony powietrza wynikające ze znowelizowanej ustawy o ochronie i kształtowaniu środowiska. Ochrona powietrza i problemy odpadów, r. XXXII, nr 6 (188), Wyd. Naukowo-Techniczne Eco Edycja, Katowice.

LAUDYN D., PAWLIK M., STRZELCZYK F., 1997 — Elektrownie. WNT, Warszawa.

LORENZ U., GRUDZIŃSKI Z., 1999 — Koszty hipotetycznego importu węgla kamiennego energetycznego w roku 1999. TKT Czasopismo Techniczne nr 51—53, październik-grudzień.

LORENZ U., 1999 — Metoda oceny wartości węgla kamiennego energetycznego uwzględniająca skutki jego spalania dla środowiska przyrodniczego. Studia, Rozprawy, Monografie nr 64, Wyd. IGSMiE PAN, Kraków.

MAJKA-MYRCHA B., FOLTA H., 1996 — Jakość węgla energetycznego i jego podaż w eksploatowanych pokładach węgla kamiennego. Mat. X Konf. z cyklu: Zagadnienia Surowców Energetycznych w Gospodarce Krajowej, pt. Problemy popytowo-podażowe na krajowym rynku energii i paliw stałych, 15—18 października, Zakopane. Wyd. CPPGSMiE PAN, Kraków, s. 311—328.

Mały Rocznik Statystyczny GUS, 1999.

- NEY R., 1998 — Uwarunkowania i dylematy polskiej polityki energetycznej. *Polityka Energetyczna* t. 1, z. 1—2, Wyd. IGSMiE PAN, Kraków.
- Ocena emisji siarki w wyniku użytkowania węgla kamiennych, 1990 — Praca zbiorowa, Wyd. Szkoła Główna Gospodarstwa Wiejskiego — Akademia Rolnicza w Warszawie, CPBR 04.10 Ochrona i Kształtowanie Środowiska, Warszawa.
- ORŁOWSKI P., DOBRZAŃSKI W., SZWARC E., 1979 — Kotły parowe. Konstrukcja i obliczanie. WNT, Warszawa.
- PN-80/G-04511 — Paliwa stałe. Oznaczanie zawartości wilgoci.
- PN-80/G-04512 — Paliwa stałe. Oznaczanie zawartości popiołu metodą wagową.
- MIELECKI T., TOMKÓW K., 1976 — Węgiel kamienny. [W:] *Poradnik Górnika*, t. V, s. 31—78, Wyd. Śląsk, Katowice.
- RUBIK M., 1999 — Ekologiczne aspekty ciepłownictwa, ogrzewnictwa i wentylacji. *Ciepłownictwo, Ogrzewnictwo, Wentylacja* nr 11.
- Załącznik nr 1 Rozporządzenia MOŚZNiL z dnia 8 września 1998 (Dz.U. nr 121, poz. 793).

Praca finansowana z badań własnych AGH — umowa 10.210.16

## Streszczenie

Podstawowym aktem prawnym regulującym zagadnienia ochrony środowiska jest Ustawa z dnia 31 stycznia 1980 r. o ochronie i kształtowaniu środowiska. Innymi aktami prawnymi są rozporządzenia Rady Ministrów. Akty prawne nakładają na użytkowników obowiązek uiszczania opłat za emisję pyłów i gazów oraz składowanie odpadów. Niektóre opłaty, na przestrzeni dziesięciu lat, wzrosły kilkakrotnie. Wysokie opłaty zmuszają producentów energii, czyli głównie duże elektrownie, do wymiany starych urządzeń na nowe sprawniejsze i efektywniejsze. Problem emisji pyłów został praktycznie rozwiązany poprzez instalację wysokosprawnych elektrofiltrów. Największym problemem jest emisja gazów:  $\text{SO}_2$ ,  $\text{NO}_x$ ,  $\text{CO}_2$  i  $\text{CO}$ . Redukcja zanieczyszczeń gazowych w Polsce jest bardzo niska. W 1998 roku wynosiła zaledwie 37,8%. Około 86% zakładów uciążliwych dla środowiska przyrodniczego nie posiada instalacji oczyszczania gazów. Duża ilość tlenków węgla i siarki w powietrzu spowodowana jest spalaniem dużej ilości węgla stanowiącego podstawowe paliwo w polskiej elektroenergetyce. Nie tylko elektrownie i elektrociepłownie odpowiedzialne są za zanieczyszczanie powietrza. Również lokalne kotłownie oraz gospodarstwa indywidualne używają węgla, nierzadko bardzo zasiarczony, do wytwarzania energii cieplnej. Ilość siarki występująca w spalinach zależna jest od ilości siarki w spalonym węglu. W polskich węglach zawartość siarki wynosi 0,32—2,28%, średnio 1,2%. Dlatego konieczne jest budowanie drogich instalacji odsiarczania spalin. Spalanie węgla powoduje również powstawanie tlenków węgla. Wytwarzając 1 GJ energii z węgla kamiennego wprowadzamy do atmosfery 94,60 kg  $\text{CO}_2$ , a z węgla brunatnego nawet 101,20 kg  $\text{CO}_2$ .

W artykule przedstawiono obowiązujące przepisy w zakresie emisji pyłów i gazów oraz innych szkodliwych substancji. Zaprezentowano również wielkość emisji przez polski sektor elektroenergetyczny. Omówiono też sposoby dotrzymania norm emisji szkodliwych substancji.



## **Polish electricity sector and emission standards**

KEY WORDS: dust emission, gas emission, emission standards

### **Summary**

The basic document regulating environmental problems is Act from 31 January 1980 year concerning environmental protection. The other's acts are the Cabinet's acts. The users are obligated to pay for dust and gas emission and the waste storage. Some payments, during the last ten years, grew up several times. High payments force electricity sector to change old utilities for new one, more efficient and more effective. Dust emission problem has just no existed because of construction very efficient electrical filters. Gas emission: SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO<sub>2</sub> and CO, is now the biggest problem's. The reduction of gas emission in Poland is very low. It was only 37,8% in 1998 year. About 86% of enterprises harmful for the environment had no installations to gas removal. High quantity of coal oxides and sulphur oxides is due to burning the big quantity of coal. Coal is the basic fuel in polish electricity sector. Not only industrial power stations and heat and power generating plants are responsible for air pollution. Local boiler rooms and individual stoves use also coal, frequently with very high contents of sulphur, for heat energy production. The sulphur quantity in fumes depends on sulphur quantity in burning coal. In polish coals the sulphur contents change from 0,32% to 2,28%, average 1,2%. Therefore the construction of desulphurisation installations is necessary. Coal burning causes also generation of coal oxides. Producing 1 GJ energy from hard coal provokes generation of 94,60 kg CO<sub>2</sub> in atmosphere and producing 1 GJ energy from brown coal provokes generation even 101,20 kg CO<sub>2</sub>.

This paper presents the standards for dust emission, gas emission and the emission of others substances which are harmful for the environment. Polish electricity sector emission and possibilities of compliance with emission standards are also presented.