



## **Koszty środowiskowe wynikające z użytkowania węgla kamiennego w energetyce zawodowej**

*Zbigniew Grudziński*  
*Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi*  
*i Energią PAN, Kraków*

### **1. Wstęp**

Polska jest krajem, w którym udział paliw kopalnych jest bardzo wysoki. Udział ten obecnie wynosi 86% i w stosunku do roku 2011 zmalał o 6% (tabela 1). W świecie największy udział węgla w produkcji energii elektrycznej jest w RPA (94% dane za 2011 r.). Kraje w których ten udział jest powyżej 70% to Australia, Chiny, Kazachstan i Indie. Z krajów UE największy udział węgla w energetyce jest w Czechach (59%), Bułgarii (50%), Grecji (45%) i Niemczech (44%).

Dwoma najważniejsze paliwami wykorzystywanymi w Polsce do produkcji energii elektrycznej są węgiel kamienny i brunatny. Ta struktura wytwarzania zdeterminowana jest wielkością bazy zasobowej i wynikającą z niej infrastrukturą systemu wytwarzania energii. W tabeli 2 przedstawiono porównanie zużycia paliw w elektroenergetyce w latach 2005 i 2011. W porównywanych latach – mimo wzrostu produkcji energii zużycie zarówno węgla kamiennego, jak i brunatnego – utrzymał się na zbliżonym poziomie. Zauważalny jest duży 6-krotny wzrost zużycia biomasy. Zwiększający się udział paliw odnawialnych wynika przede wszystkim z uwarunkowań ekologicznych będącym efektem prowadzonej określonej polityki klimatycznej prowadzonej, w UE.

W referacie zajęto się zagadnieniem związanym z emisyjnością węgla kamiennego i jego wpływem na koszty produkcji energii elektrycznej. W przypadku tego rodzaju węgla producenci przez stosowanie

technologii wzbogacania mają wpływ na poziom parametrów jakościowych a tym samym na koszty gospodarczego korzystania ze środowiska.

Obecnie funkcjonujący krajowy rynek węgla jest rynkiem użytkowników. Odbiorcy węgla (elektrownie) mają możliwość dobierania paliw stosownie do swoich wymagań. Oczywistą sprawą jest, że wymagania te podlegają uwarunkowaniom wynikającym z: poziomu cen węgla kamiennego, wyznaczonych norm ochrony środowiska, warunków technicznych, odległości od dostawców i ceny energii elektrycznej. Dlatego też dla odbiorców, jak i producentów węgla ważną jest informacja o kosztach środowiskowych związanych ze spalaniem węgla o określonych parametrach jakościowych charakteryzowanych, przez wartość opalową, zawartość popiołu i zawartość siarki.

**Tabela 1.** Produkcja energii elektrycznej w latach 2000–2011

**Tabela 1.** Electricity production in 2000–2011

Elektrownie	rok 2000		rok 2005		rok 2010		rok 2011	
	TWh	udział	TWh	udział	TWh	udział	TWh	udział
Produkcja ogółem	145,2	100%	157,0	100%	157,7	100%	163,5	100%
na węglu kamiennym*	83,7	58%	85,0	54%	87,9	56%	87,3	53%
na węglu brunatnym*	49,7	34%	54,9	35%	48,7	31%	52,5	32%
Razem	133,4	92%	139,9	89%	136,6	87%	139,8	86%

Źródło: opracowanie własne na podstawie [16,17]

**Tabela 2.** Porównanie zużycia paliw w elektroenergetyce w latach 2005–2011

**Tabela 2.** Comparison of fuel consumption in the power sector, 2005–2011

Paliwo	Jedn.	rok 2005		rok 2011		Dynamika zmian	
		Zużycie paliwa		Zużycie paliwa		razem	w tym: na e.e.
		razem	w tym: na e.e.	razem	w tym: na e.e.		
Węgiel kamienny*	mln ton	42,39	33,94	42,66	35,33	<b>0,6%</b>	4,1%
Węgiel brunatny**	mln ton	61,04	60,28	61,77	61,04	<b>1,2%</b>	1,3%
Gaz ziemny	TJ	39 753	30 077	40 578	28 050	<b>2,1%</b>	-6,7%
Gaz koksowniczy	TJ	7 633	5 842	9 871	8 108	<b>29,3%</b>	38,8%
Biomasa	TJ	9 641	7 665	65 470	53 989	<b>579,1%</b>	604,3%

\* $Q = 21.3 \text{ MJ/kg}$ , \*\* $Q = 8.4 \text{ MJ/kg}$  (rok 2011); Źródło: opracowanie własne na podstawie [16]

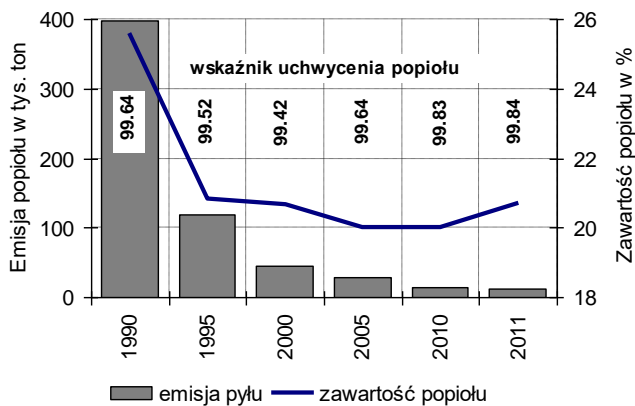
## 2. Wielkości emisji zanieczyszczeń w wyniku spalania węgla kamiennego w energetyce

Emisja zanieczyszczeń w wyniku spalania węgla kamiennego w ostatnim dwudziestolecu uległa znacznej redukcji dzięki prowadzonej modernizacji w elektrowniach. Te działania doprowadziły do znaczącego obniżenia emisji zwłaszcza popiołu i  $\text{SO}_2$  (rys. 1–3).

W latach 1990–2011, dzięki zastosowaniu wysokowydajnych urządzeń odpylających, redukcja emisji popiołu wyniosła prawie 97%. W tym czasie spadek zawartości popiołu w węglu spalonym w elektrowniach wyniósł tylko 19%. Ten efekt redukcji możliwy był do uzyskania przede wszystkim w wyniku wzrostu wskaźnika uchwycenia popiołu do poziomu 99,84 w 2011 roku.

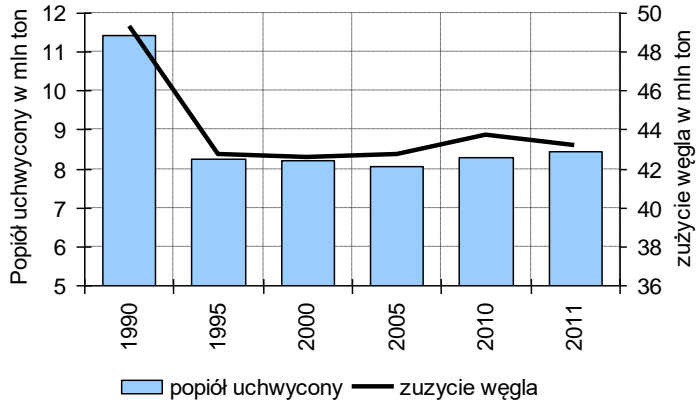
W przypadku  $\text{SO}_2$  redukcja emisji w 2011 roku w stosunku do roku 1990 wyniosła 76%, gdy w tym czasie spadek zawartości siarki w węglu spalonym przez elektrownie wyniósł 17% i jest to głównie efekt powstania instalacji odsiarczania spalin (IOS).

Natomiast w ostatnich pięciu latach emisja pyłu spadła o 51% a  $\text{SO}_2$  o 41%. Emisja tlenków azotu utrzymała się na poziomie roku 2005, natomiast wzrosła emisja CO i  $\text{CO}_2$ .



**Rys. 1.** Emisja popiołu ze spalania węgla kamiennego w energetyce zawodowej  
**Fig. 1.** Fly ash emissions from hard coal (power sector)

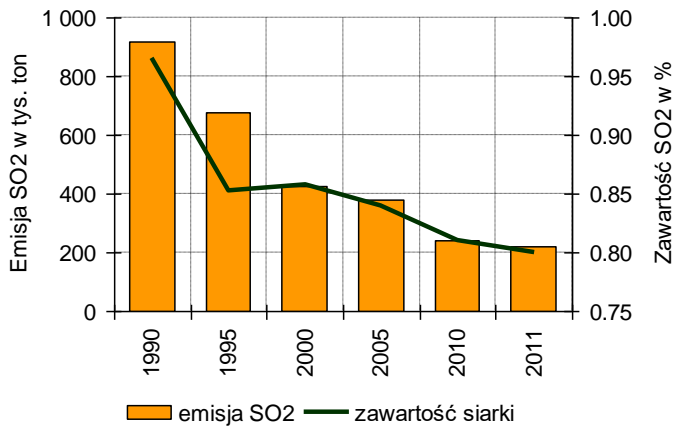
Źródło: opracowanie własne na podstawie [15]



**Rys. 2.** Uchwycenie popiołu ze spalania węgla kamiennego w energetyce zawodowej na tle zużycia węgla

**Fig. 2.** Fly ash captured from hard coal-fired power plants compared to the consumption of coal

*Źródło: opracowanie własne na podstawie [15]*



**Rys. 3.** Emisja SO<sub>2</sub> ze spalania węgla kamiennego w energetyce zawodowej

**Fig. 3.** SO<sub>2</sub> emissions from hard coal (power sector)

*Źródło: opracowanie własne na podstawie [15]*

### 3. Zależność między parametrami jakościowymi węgla a kosztami wytworzenia energii elektrycznej

Wytwarzanie energii elektrycznej w konwencjonalnej elektrowni to proces przekształcania jednej energii w inną. Na koszt wytwarzania energii elektrycznej z węgla wpływają koszty powstające na każdej operacji czy procesie technologicznego: od pozyskania paliwa do przekazania do sieci. W całkowitym koszcie wytwarzania energii elektrycznej w procesie energetycznym spalania paliwa można wyodrębnić grupę kosztów (związanych z emisją zanieczyszczeń), zależną od jakości paliwa i zmieniającą się wraz ze zmianą jakości paliwa. Tę grupę kosztów określa się mianem kosztów zmiennych energii [1, 3, 12,13].

Opłaty środowiskowe ponoszone przez elektrownie to problem związany przede wszystkim z kosztami związanymi z emisją SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO, CO<sub>2</sub> oraz pyłów i składowaniem odpadów. W tabeli 3 przedstawiono stawki opłat za emisje i składowanie odpadów. Zmiany stawek opłat za większość emisji w danym roku rosną mniej więcej o wskaźnik wynikający z poziomu inflacji. Od 2005 inflacja w Polsce wyniosła prawie 27%. Tylko w roku 2013 opłaty za emisję wzrosły ponad dwukrotnie więcej niż wyniosła inflacja. W całym okresie tylko opłaty za emisje CO były nie zmieniane.

**Tabela 3** Stawki opłat za emisje i składowanie odpadów

**Table 3.** Charges for emissions and waste disposal

Emisje	2005	2010	2012	2013	Zmiana od 2005 r	Zmiana od 2012 r
pyłu	0,27	0,31	0,32	0,34	25,9%	6,3%
SO <sub>2</sub>	0,41	0,46	0,48	0,51	24,4%	6,3%
NO <sub>x</sub>	0,41	0,46	0,48	0,51	24,4%	6,3%
CO <sub>2</sub>	0,22	0,25	0,26	0,28	27,3%	7,7%
CO	0,11	0,11	0,11	0,11	0,0%	0,0%
koszt skład. odpadów	13,69	16,95	17,54	18,77	37,1%	7,0%

Źródło – opracowanie własne na podstawie [21, 22]

W rozdziale tym przeprowadzono obliczenia, pozwalające określić zależność zmian kosztów paliwowych oraz kosztów wytwarzania energii elektrycznej (wynikających ze zmian opłat związanych z gospodarczym korzystaniem ze środowiska) od zmian wielkości parametrów jakościowych węgla. Te symulacje pomagają określić, które gatunki węgla (klasy) mogą być bardziej konkurencyjne w stosunku do innych z punktu widzenia kosztów środowiskowych ponoszonych przez użytkownika węgla (elektrownie).

W obliczeniach wykorzystano metodyki i procedury liczenia kosztów środowiskowych prezentowanych w takich pracach, jak: [1, 3, 5–8], które dostosowano do aktualnych warunków rynkowych.

W obliczeniach zarówno limity jak i stawki opłat za emisje i składowanie przyjęto w wysokości obowiązującej w roku 2013. Dla założonych zakresów parametrów jakościowych węgla przyjęto, że nie będą przekraczane obowiązujące limity emisji dla spalania w dużych kotłach (moc cieplna źródła powyżej 500 MW – kotły pyłowe), czyli: dla  $\text{SO}_2$  – 400 mg/Nm<sup>3</sup>, dla pyłów – 50 mg/Nm<sup>3</sup>, dla  $\text{NO}_2$  – 400 mg/Nm<sup>3</sup>.

Do określania emisji tlenków azotu oraz tlenków węgla zazwyczaj wykorzystuje się wyznaczone empirycznie wskaźniki. Do obliczeń przyjęto następujące wartości: 148 g/GJ ( $\text{NO}_2$ ), 94,19 kg/GJ ( $\text{CO}_2$ ), 10 g/GJ (CO) [20].

Zastosowane w obliczeniach standardy emisyjne miały obowiązywać do roku 2016 [11, 19]. Jednak pod koniec 2012 roku Rada Ministrów przyjęła Przejściowy Plan Krajowy, pozwalający przesunąć termin obowiązywania zastrzonych standardów emisyjnych dotyczących dwutlenku siarki, tlenków azotu oraz pyłu z 2016 roku do połowy 2020 (dla źródeł spalania o mocy większej niż 50 MW). Plan ten (obejmujący 73 jednostki energetyczne spalające węgiel) jeszcze musi być zatwierdzony przez Komisję Europejską.

W przeprowadzonych obliczeniach kosztów związanych z emisją gazów i składowaniem odpadów w wyniku spalania węgla o określonych parametrach jakościowych założono, że elektrownia ponosi tylko koszty związane z opłatami za emisje. W wynikach nie uwzględniono kar za przekroczenie limitów, gdyż – w myśl obowiązujących przepisów – dany obiekt energetyczny musiałby być zamknięty a przekroczenie emisji może zdarzyć się tylko incydentalnie. W przypadku  $\text{CO}_2$  uwzględniono tyl-

ko opłaty, bowiem założono, że elektrownia posiada darmowe limity emisji i nie musi kupować praw do emisji na rynku [1, 3].

Przy określaniu skutków finansowych wynikających z zawartości popiołu obliczono, poza kosztami emisji pyłu, także koszty składowania wytworzonych odpadów stałych (popiołów lotnych i żużli). Koszty te określono na podstawie obowiązującej w 2013 roku stawki opłaty z uwzględnieniem oszacowanego kosztu powiększenia składowiska (przyjmowanego zazwyczaj w wysokości stawki opłaty podstawowej). Wykonano również oszacowanie kosztów eksploatacyjnych w wyniku stosowania procesu odsiarczania spalin. Trzeba zaznaczyć, że uzyskanie emisji SO<sub>2</sub> na poziomie 400 mg/Nm<sup>3</sup> nie jest możliwe bez zastosowania technologii odsiarczania spalin [3, 4, 5, 9, 10, 12].

Przyjęto także, że produkt odsiarczania jest odpadem, podlegającym składowaniu – koszt składowania oszacowano w taki sam sposób, jak dla odpadów ze spalania (czyli w wysokości dwukrotnej stawki opłaty podstawowej [1, 3]).

W tabeli 4 zestawiono podstawowe stałe przyjęte do obliczeń symulacyjnych kosztów gospodarczego korzystania ze środowiska w wyniku spalania węgla w elektrowni.

**Tabela 4.** Podstawowe stałe przyjęte do wyliczeń kosztów gospodarczego korzystania ze środowiska w wyniku spalania węgla kamiennego w elektrowni  
**Table 4.** The basic constants used to calculate environmental fees

Przyjęte stałe do obliczeń	Jednostka	Przyjęta wartość
ilość siarki przechodzącej w SO <sub>2</sub>	%	95
ilość popiołu przechodzącego do pyłu		85
ilość popiołu przechodząca do żużla		15
sprawność odpylania		99,85
sprawność elektrowni (netto)		36
zużycie energii paliwa netto	GJ/MWh	10
cena sorbentu	zł/tonę	130 zł/t

W wyniku przeprowadzonych obliczeń, w tabeli 5 przedstawiono sumę kosztów emisji SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO, CO<sub>2</sub>, pyłów i składowania odpadów w zł w zależności od zmian trzech parametrów jakościowych: wartości

opałowej  $Q_i^r$ , zawartości siarki  $S_i^r$  i zawartości popiołu  $A_i^r$ . Tabela 5 pokazuje z jakim kosztem – dla użytkownika – wiąże się spalanie węgla o określonych parametrach jakościowych. Jak można zauważyć w tabeli 5, która choć jest „dwuwymiarowa”, uwzględniono zmiany trzech parametrów Q, A, S dzięki uwzględnieniu zależności poziomu zawartości popiołu od wartości opałowej. Jako zmienne niezależne przyjęto zawartość siarki i wartość opałową, natomiast zawartość popiołu jest zmienną zależną. W przypadku tego parametru wykorzystano fakt, że dla większości polskich węgli można zaobserwować silną liniową zależność między zawartością popiołu i wartością opałową i w związku z tym można opracować równanie (w wyniku analiz statystycznych), które na podstawie przyjętego poziomu wartości opałowej pozwala szacować zawartość popiołu. Poniżej (równanie 1) przedstawiono zależność, która została opracowana na podstawie informacji o parametrach jakościowych obejmujących produkcję 36 mln ton miałów energetycznych [1, 3]. Współczynnik regresji  $R^2$  dla tej zależności wyniósł 0,93, a błąd szacowania wynosi 1,6%  $A_i^r$ .

$$A_i^r = -2,36 Q_i^r + 73 [\%] \quad (1)$$

gdzie:

$Q_i^r$  – wartość opałowa w stanie roboczym [MJ/kg],  
 $A_i^r$  – zawartość popiołu [%].

Natomiast w tabeli 6, przedstawiono, o ile różnią się koszty opłat środowiskowych w porównaniu do węgla o parametrach 22/22/08 (oznaczenie klasy zbytu węgla), czyli węgla o średniej jakości spalany w polskich elektrowniach zawodowych. Z zestawienia tego można określić, o ile zwiększą się lub obniżą opłaty środowiskowe (koszty użytkowania) w porównaniu do węgla średniego.

Do oznaczania klasy zbytu węgla (gatunku węgla kamiennego) stosuje się następujący zapis: Q [MJ/kg]/A [%]/S [%] (zawartość siarki S w zapisie np. 0,8 = 08) – przy czym przy podawaniu klasy węgla parametr Q zaokrągla się do liczby całkowitej, zawsze w dół, natomiast parametry A, S – zawsze w górę.



**Tabela 5.** Suma opłat za emisje SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO, CO<sub>2</sub>, pyłów i składowanie odpadów [zł/tonę]

**Table 5.** Total fees for emissions of SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO, CO<sub>2</sub>, particulate matter and waste disposal [PLN/tonne]

Zawartość siarki S <sup>r</sup> [%]	Zawartość popiołu A' [%]								
	11,6	14	16,4	18,7	21,1	23,4	25,8	28,2	30,5
	Wartość opałowa Q <sup>r</sup> [MJ/kg]								
	26	25	24	23	22	21	20	19	18
0,3	10,3	11,1	11,9	12,7	13,5	14,3	15,1	15,9	16,7
0,4	11,4	12,2	13,0	13,8	14,6	15,4	16,2	17,0	17,8
0,5	12,5	13,4	14,2	14,9	15,8	16,5	17,4	18,2	19,0
0,6	13,7	14,5	15,3	16,1	16,9	17,7	18,5	19,3	20,1
0,7	14,8	15,7	16,5	17,2	18,1	18,8	19,7	20,5	21,3
0,8	16,0	16,8	17,6	18,4	<b>19,2</b>	20,0	20,8	21,6	22,4
0,9	17,1	17,9	18,7	19,5	20,3	21,1	21,9	22,8	23,5
1,0	18,2	19,1	19,9	20,7	21,5	22,3	23,1	23,9	24,7
1,1	19,4	20,2	21,0	21,8	22,6	23,4	24,2	25,1	25,8
1,2	20,5	21,4	22,2	23,0	23,8	24,6	25,4	26,2	27,0
1,3	21,7	22,5	23,3	24,1	24,9	25,7	26,5	27,3	28,1
1,4	22,8	23,6	24,5	25,2	26,1	26,8	27,7	28,5	29,3

Źródło – obliczenia własne

**Tabela 6.** Zmiana kosztów opłat za gospodarcze korzystanie ze środowiska w porównaniu do węgla o parametrach 22/22/08 (węgiel standardowy na rynku międzynarodowym) [zł/tonę]

**Table 6.** Differences in the environmental fees compared to standard coal in the international market (Q/A/S: 22/22/08), [PLN/tonne]

Zawartość siarki $S^r$ [%]	Zawartość popiołu $A^r$ [%]									
	11,6	14	16,4	18,7	21,1	23,4	25,8	28,2	30,5	
	Wartość opałowa $Q^r_i$ [MJ/kg]									
	26	25	24	23	22	21	20	19	18	
0,3	-8,9	-8,1	-7,3	-6,5	-5,7	-4,9	-4,1	-3,3	-2,5	
0,4	-7,8	-7,0	-6,2	-5,4	-4,6	-3,8	-3,0	-2,2	-1,4	
0,5	-6,7	-5,8	-5,0	-4,3	-3,4	-2,7	-1,8	-1,0	-0,2	
0,6	-5,5	-4,7	-3,9	-3,1	-2,3	-1,5	-0,7	0,1	0,9	
0,7	-4,4	-3,5	-2,7	-2,0	-1,1	-0,4	0,5	1,3	2,1	
0,8	-3,2	-2,4	-1,6	-0,8	<b>0,0</b>	0,8	1,6	2,4	3,2	
0,9	-2,1	-1,3	-0,5	0,3	1,1	1,9	2,7	3,6	4,3	
1,0	-1,0	-0,1	0,7	1,5	2,3	3,1	3,9	4,7	5,5	
1,1	0,2	1,0	1,8	2,6	3,4	4,2	5,0	5,9	6,6	
1,2	1,3	2,2	3,0	3,8	4,6	5,4	6,2	7,0	7,8	
1,3	2,5	3,3	4,1	4,9	5,7	6,5	7,3	8,1	8,9	
1,4	3,6	4,4	5,3	6,0	6,9	7,6	8,5	9,3	10,1	

Źródło – obliczenia własne

Dzięki wcześniejszym obliczeniom pokazano, jak zmiana głównych parametrów handlowych węgla wpływa na koszty związane z gospodarczym korzystaniem ze środowiska. Pozwala to ocenić różnice w kosztach korzystania ze środowiska w zależności od zmian klasy zbytu węgla.

Wyniki obliczeń przedstawiono w zł/tonę, natomiast w tabeli 7 pokazano, jak te wyliczone wielkości kształtują się w przeliczeniu na zł/MWh wytworzonej energii. W celu przeprowadzenia tych przeliczeń, wyliczono ilości węgla o określonej wartości opałowej potrzebnej do produkcji 1 MWh. Do obliczeń kosztów w zł/MWh przyjęto wskaźnik jednostkowego zużycia ciepła na wyprodukowanie 1 MWh (netto) w wysokości 10 000 kJ/kWh. Zapotrzebowanie na węgiel o określonej wartości opałowej do produkcji 1 MWh energii elektrycznej zestawiono w tabeli 8.

**Tabela 7.** Suma opłat za emisje SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO, CO<sub>2</sub>, pyłów i składowanie odpadów, [zł/MWh]

**Table 7.** Total fees for emissions of SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO, CO<sub>2</sub>, particulate matter and waste disposal, [PLN/MWh]

Zawartość siarki S <sub>i</sub> <sup>r</sup> [%]	Zawartość popiołu A <sup>r</sup> [%]								
	11,6	14	16,4	18,7	21,1	23,4	25,8	28,2	30,5
	Wartość opałowa Q <sub>i</sub> <sup>r</sup> [MJ/kg]								
	26	25	24	23	22	21	20	19	18
0,3	3,9	4,4	5,0	5,5	6,1	6,8	7,5	8,4	9,3
0,4	4,4	4,9	5,4	6,0	6,6	7,3	8,1	9,0	9,9
0,5	4,8	5,3	5,9	6,5	7,2	7,9	8,7	9,6	10,5
0,6	5,3	5,8	6,4	7,0	7,7	8,4	9,3	10,2	11,2
0,7	5,7	6,3	6,9	7,5	8,2	9,0	9,8	10,8	11,8
0,8	6,1	6,7	7,3	8,0	<b>8,7</b>	9,5	10,4	11,4	12,4
0,9	6,6	7,2	7,8	8,5	9,2	10,1	11,0	12,0	13,1
1,0	7,0	7,6	8,3	9,0	9,8	10,6	11,5	12,6	13,7
1,1	7,5	8,1	8,8	9,5	10,3	11,2	12,1	13,2	14,3
1,2	7,9	8,5	9,2	10,0	10,8	11,7	12,7	13,8	15,0
1,3	8,3	9,0	9,7	10,5	11,3	12,2	13,3	14,4	15,6
1,4	8,8	9,5	10,2	11,0	11,8	12,8	13,8	15,0	16,3

Źródło – obliczenia własne

**Tabela 8.** Wielkość zapotrzebowania węgla o określonej wartości opałowej do produkcji 1 MWh energii elektrycznej

**Table 8.** The demand for coal of specified net calorific value for the production of 1 MWh of electricity

wartość opałowa Q <sub>i</sub> <sup>r</sup> [MJ/kg]								
26	25	24	23	22	21	20	19	18
zapotrzebowanie w tonach na węgiel do produkcji 1MWh								
0,385	0,400	0,417	0,435	0,455	0,476	0,500	0,526	0,556

Źródło – obliczenia własne

Z przedstawionych oszacowań wynika, że koszt produkcji 1 MWh energii elektrycznej z węgla o parametrach średnich 22/22/08 będzie się wiązał z kosztami korzystania ze środowiska nie mniejszymi niż 8,7 zł/MWh. Natomiast przy spalaniu węgla o skrajnych niskich paramet-

trach np. 18/31/14 koszty te wyniosą 16,3 zł/MWh i będą o 87% wyższe od węgla kosztu węgla w klasie 22/22/08. Przy obecnych cenach energii elektrycznej na Towarowej Giełdzie Energii (ceny spot) w granicach 160–180 zł/MWh udziały kosztów związanych ze spalaniem węgla a zależnych od jakości węgla, mogą kształtować się dla przyjętych zakresów zmienności parametrów w granicach od 2,2% do 9,1%.

W pokazanych powyżej obliczeniach przedstawiano, jak mogą się zmieniać koszty środowiskowe w zależności od zmian parametrów jakościowych w dostawach do elektrowni. Natomiast w tabeli 9 porównano szczegółowe oszacowania (na różnych etapach obliczeń) tych kosztów dla trzech wybranych klas zbytu węgla. Gatunki węgla zostały wybrane wg następujących kryteriów:

- węgiel w klasie 25/12/08 – to węgiel o parametrach średnich w handlu na rynkach międzynarodowym (węgiel standardowy)
- węgiel w klasie 22/22/08 – to węgiel o parametrach średnich spalanych w elektroenergetyce zawodowej
- węgiel w klasie 18/25/12 – dolne parametry węgla spalanego przez polskie elektrownie.

W ostatniej kolumnie tabeli 9 pokazano różnice wyrażone w procentach między węglami o najlepszej i najgorszej jakości w tym porównaniu. Te wielkości obrazują poziom konkurencyjności pomiędzy węglami o sprecyzowanych parametrach jakościowych.

Poniżej przedstawiono strukturę kosztów środowiskowych dla trzech wybranych węgli wyliczonych na podstawie wyników (z danych wyrażonych w zł/tonę – wiersze oznaczone grubszą czcionką) zamieszczonych w tabeli 9:

	<b>25/12/08</b>	<b>22/22/08</b>	<b>18/25/12</b>
za składowanie odp. + za pył	28,4%	42,7%	38,1%
za siarkę z ods. spalin	55,1%	45,4%	54,2%
za NO <sub>x</sub> , CO i CO <sub>2</sub>	16,5%	11,9%	7,6%

Największy udział w tych kosztach mają opłaty związane z zawartością siarki, czyli koszty emisji SO<sub>2</sub> o raz koszty odsiarczania spalin. W tabeli 9 dodatkowo dla siarki podano także koszt jaki byłby w przypadku, gdyby elektrownia nie stosowała odsiarczania i musiałaby płacić kary. W przypadku węgla o zawartości siarki 1,2% (klasa 18/25/12),

koszt ten by wyniósł w przeliczeniu na tonę węgla aż 105,3 zł. Jednak żadna elektrownia nie może przekraczać stale limitów emisji, dlatego dla takiego węgla wymagana jest skuteczność odsiarczania na poziomie 88%. W przypadku węgla w klasie 25/12/08 skuteczność odsiarczania zapewniająca nie przekroczenie limitów emisji to 76%.

**Tabela 9.** Przykładowe wyliczenia dla trzech gatunków węgla kosztów związanych z gospodarczym korzystaniem ze środowiska

**Table 9.** Exemplary calculation of environmental fees for the three types of coal

Wyszczególnienie	Jedn.	Parametry węgla			Zmiana
		25/12/08	22/22/08	18/25/12	
<b>suma opłat węgla</b>	<b>zł/tonę</b>	<b>16,0</b>	<b>19,54</b>	<b>24,89</b>	-36%
suma opłat	zł/GJ	0,6	0,9	1,4	-54%
suma opłat	zł/MWh	6,4	8,9	13,8	-54%
<b>za składowanie odp. + za pył</b>	<b>zł/tonę</b>	<b>4,6</b>	<b>8,4</b>	<b>9,5</b>	<b>-52%</b>
<b>za siarkę z ods. spalin</b>	<b>zł/tonę</b>	<b>8,8</b>	<b>8,9</b>	<b>13,5</b>	<b>-35%</b>
<b>za NO<sub>x</sub>, CO i CO<sub>2</sub></b>	<b>zł/tonę</b>	<b>2,6</b>	<b>2,3</b>	<b>1,9</b>	<b>39%</b>
przekroc. SO <sub>2</sub> obec	g/GJ	614	698	1280	-52%
war. na wymag. skut.ods.	%	76	79	88	-14%
em. SO <sub>2</sub>	kg/tonę	15,4	15,4	23,0	-33%
koszty em. SO <sub>2</sub> węgla - z karami	zł/tonę	61,3	63,4	105,3	-42%
koszt e_SO <sub>2</sub>	zł/GJ	2,5	2,9	5,8	-57%
za siarkę z ods. spalin	zł/tonę	8,8	8,9	13,5	-35%
koszty z ods. spalin	zł/GJ	0,4	0,4	0,8	-53%
bez ods.-z ods.	zł/tonę	53	55	92	-43%
bez ods.-z ods.	zł/GJ	2,1	2,5	5,1	-59%
odpady z ods	g/GJ	2 085	2 461	5 064	-59%
odpady z ods	kg/tonę	52	54	91	-43%
k.em.SO <sub>2</sub> bez kar	kg/tonę	7,8	7,8	11,8	-33%
op. za CO <sub>2</sub>	zł/GJ	0,026	0,026	0,026	0%
op. za CO <sub>2</sub>	zł/MWh	0,264	0,264	0,264	0%
op. za CO <sub>2</sub>	zł/tonę	0,659	0,580	0,475	39%
op za CO	zł/tonę	0,096	0,085	0,069	39%
op.za NO <sub>x</sub>	zł/tonę	1,887	1,661	1,359	39%

Źródło – obliczenia własne

## 4. Podsumowanie

Spalanie węgla wiąże się koniecznością ponoszenia opłat środowiskowych a ich wysokość zależna jest w części od poziomu parametrów jakościowych. Jest to związane z emisją takich związków jak: SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO, CO<sub>2</sub>, pyłów i składowania odpadów. Produkty handlowe węgla trafiające na rynek różnią się w szerokich granicach parametrami jakościowymi, których użytkowanie powoduje także duże różnice w kosztach gospodarczych korzystania ze środowiska. Na część tych kosztów ma także wpływ producent węgla dzięki możliwości stosowania technologii wzbogacania węgla. Dotyczy to głównie emisji SO<sub>2</sub>, pyłów i składowania odpadów. Natomiast w przypadku emisji takich gazów jak NO<sub>x</sub>, CO<sub>2</sub> i CO redukcja ich to przede wszystkim odpowiednie technologie stosowane u użytkownika.

Zaprezentowane obliczenia przedstawiają, jak zmieniają się koszty użytkowania węgla wynikające z gospodarczego korzystania ze środowiska w zależności od zmian parametrów jakościowych węgla. W przedstawionych symulacjach udało się pokazać obliczenia w jednej tabeli uwzględniające zmiany trzech parametrów Q, S, A, dzięki dodatkowemu wykorzystaniu zależności zawartości popiołu od wartości opalowej. W wyniku przeprowadzonych obliczeń można stwierdzić, że:

- największy udział w kosztach gospodarczego korzystania ze środowiska mają opłaty związane z zawartością siarki (koszty emisji SO<sub>2</sub> i odsiarczania) następnie zawartością popiołu (emisji pyłów + składowaniem odpadów) oraz koszty związane emisją NO<sub>x</sub>, CO, CO<sub>2</sub>,
- dla węgla o parametrach średnich (22/22/08) struktura tych kosztów przedstawia się następująco: 45,4% (SO<sub>2</sub>), 42,7% (pył + odpady), 11,9% (NO<sub>x</sub>, CO, CO<sub>2</sub>),
- w zależności od zmian parametrów jakościowych węgla opłaty środowiskowe zmieniają się w bardzo szerokich zakresach. Dla skrajnych parametrów, dla których przeprowadzono obliczenia koszty emisji wyniosły: dla węgla w klasie 26/12/03 - 10,3 zł/tonę a dla węgla 18/30/14 - 29,3 zł/tonę. Jest to różnica prawie trzykrotna. Natomiast dla węgla średniego 22/22/08 koszt ten wyniósł 19,2 zł/tonę
- w przeliczeniach na jednostkę wytworzonej energii (1 MWh) koszt emisji związany ze spalaniem węgla o parametrach średnich będzie się wiązał z kosztami nie mniejszymi niż 8,7 zł/MWh. Natomiast przy

spalaniu węgla o skrajnych niskich parametrach, np. 18/31/14 koszty te wyniosły 16,3 zł/MWh i są o 87% wyższe od węgla w klasie 22/22/08. W przypadku najlepszej jakości węgla koszty te będą na poziomie 3,9 zł/MWh (26/12/03).

- przy obecnych cenach energii elektrycznej na Towarowej Giełdzie Energii (ceny spot – rynek RDN) w granicach 160 – 180 zł/MWh udział kosztów środowiskowych można szacować w przyjętym zakresie zmienności parametrów granicach od 2,2% do 9,1%.

Jak wspomniano, w obliczeniach tych nie uwzględniono kosztów zakupów uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> (w obliczeniach skupiono się przede wszystkim na tych kosztach na które producent węgla – kopalnia ma największy wpływ).

Do 2012 większość elektrowni posiadała darmowe uprawnienia, które pozwalały wyprodukować określoną ilość energii nie kupując pozwoleń na rynku. Po 2012 roku sytuacja się zmieni i część uprawnień użytkownicy będą musieli nabywać w sposób komercyjny, których ceny kształtowane są przez giełdy [2, 14]. Zakładając, jak wynika to z dotychczasowych planów, że w pierwszym roku obowiązujących nowych uregulowań większość elektrowni będzie musiało nabyć 30% uprawnień do emisji, to nawet ten procent zakupów znacząco wpłynie na koszt produkcji energii elektrycznej.

Przyjmując, że cena uprawnień do emisji w 2013 roku będzie kształtować się w granicach 7–15 EUR/tonę CO<sub>2</sub>, to koszt opłat związanych tylko z CO<sub>2</sub> przypadający na 1 MWh wyprodukowanej energii elektrycznej wyniesie w granicach 8 do 18 zł/MWh (przy założeniu emisji 0,94 tony CO<sub>2</sub>/1 MWh i kursie – 1 EUR = 4,2 zł)

Wyniki przeprowadzonych obliczeń można wykorzystać do szacowania kosztów środowiskowy w pracach prognostycznych, a także do wartościowania klas zbytu węgla w dostawach do elektrowni.

W umowach na dostawy węgla ustalana jest między innymi cena węgla o skonkretyzowanych parametrach jakościowych (Q, A, S). Wyliczone koszty środowiskowe dla klas zbytu węgla w szerokim zakresie parametrów mogą służyć do korekty ceny węgla w przypadku dostaw różniących się od parametrów bazowych zapisanych w umowie.

## Literatura

1. **Grudziński Z.:** *Wpływ opłat środowiskowych wynikających z parametrów jakościowych węgla na koszty produkcji energii elektrycznej.* Gospodarka Surowcami Mineralnymi tom 27, zeszyt 1. 2011
2. **Grudziński Z.:** *Sytuacja na giełdach handlu emisją a ceny energii elektrycznej.* Polityka Energetyczna tom 15, z. 3. Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, 77–90 (2012).
3. **Grudziński Z.:** *Metody oceny konkurencyjności krajowego węgla kamiennego do produkcji energii elektrycznej.* Studia, Rozprawy, Monografie nr 180. Wyd. Instytutu GSMiE PAN. Kraków, 280 (2012).
4. **Ligęza J.:** *W kierunku rynku węgla. Wpływ jakości węgla na parametry elektrowni.* Sympozja i Konferencje Nr 17. Wyd. Centrum PPGSMiE PAN, Kraków, 151–160 (1995).
5. **Lorenz U.:** *Metoda oceny wartości węgla kamiennego energetycznego uwzględniająca skutki jego spalania dla środowiska przyrodniczego.* Studia, Rozprawy, Monografie nr 64. Wyd. Instytutu GSMiE PAN. 84. Kraków 1999.
6. **Lorenz U., Grudziński Z.:** *Pollutants emission from power industry in Poland changes after the decade of economy transition.* Gospodarka Surowcami Mineralnymi t. 16, z. 4. Wyd. Instytutu GSMiE PAN. Kraków 37–44 (2000).
7. **Lorenz U., Grudziński Z.:** *Badanie zmian kosztów paliwowych produkcji energii elektrycznej. [W:] Badania kosztów pozyskania węgla kamiennego i brunatnego w celu określenia optymalnej struktury paliwowej produkcji energii elektrycznej* pod redakcją L. Gawlik. Wyd. Instytutu GSMiE PAN, 92–109 (2006).
8. **Lorenz U., Blaschke W., Grudziński Z.:** *Propozycja nowej formuły sprzedażnej węgla energetycznego przeznaczonego dla energetyki zawodowej.* Studia, Rozprawy, Monografie nr 112. Wyd. Instytutu GSMiE PAN. 78. Kraków 2002.
9. **Radović U.:** *Zanieczyszczenia atmosfery. Źródła oraz metodyka szacowania wielkości emisji zanieczyszczeń.* Wyd. Centrum Informatyki Energetyki. 162. Warszawa 1997.
10. **Sobota J.:** *Wpływ jakości węgla kamiennego na cieplne parametry pracy oraz zużycie elementów kotłów energetycznych.* Sympozja i Konferencje Nr 15. Wyd. Centrum PPGSMiE PAN, Kraków, 157–168 (1994).
11. **Sowiński J.:** *Analiza wpływu na polski system energetyczny propozycji Dyrektywy IED w sprawie zintegrowanego zapobiegania zanieczyszczeniom i ich kontroli.* Polityka Energetyczna tom 13, z. 2. Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, 401–410 (2010).



12. **Stala-Szlugaj K.:** *Odpady stałe ze spalania węgla kamiennego w sektorze komunalno-mieszkaniowym*. Rocznik Ochrona Środowiska (Annual Set The Environment Protection), 14. 25–50 (2012).
13. **Tumidajski T., Foszcz D., Niedoba T.:** *Modele stochastyczne zanieczyszczeń powietrza w aglomeracjach przemysłowych*. Rocznik Ochrona Środowiska (Annual Set The Environment Protection), 11 543–553 (2009).
14. **Woźniak J.:** *Wpływ kosztów wykupu pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> na wzrost ceny energii elektrycznej w Polsce*. Polityka Energetyczna tom 15, z. 4. Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, 139–149 (2012).
15. ARE – Emitor – *Emisja zanieczyszczeń środowiska w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych (wcześniej CIE)*, rocznik z lat 1990–2012.
16. ARE – *Informacja statystyczna o energii elektrycznej*. Biuletyny miesięczne z lat 2005 - 2012 roku
17. ARE – *Statystyka elektroenergetyki polskiej* (rocznik), numery z lat 2005–2012.
18. ARE – *Sytuacja techniczno-ekonomiczna sektora elektroenergetycznego* (kwartalnik), numery z lat 2005–2011.
19. *Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (IED) (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola)*.
20. *Wartości opałowe (WO) i wskaźniki emisji CO<sub>2</sub> (WE) w roku 2010 – do raportowania w ramach wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji za rok 2013* - Krajowego Centrum Inwentaryzacji Emisji – KOBIZE
21. *Obwieszczenie Ministra Środowiska w sprawie wysokości stawek opłat za korzystanie ze środowiska za lata 2006 - 2012*
22. *Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 22 kwietnia 2011 r. w sprawie standardów emisyjnych z instalacji*. Dz.U. Nr 95, poz. 558, 5606–5659.

## **Environmental Costs Resulting from the Use of Coal in the Power Sector**

### **Abstract**

Poland is a country in which the share of fossil fuels is very high. This share is now 86% and it decreased by 6% when compared to previous year. Taking into account the high share of coal in the power sector, this article addresses the issue of emissivity of coal and its impact on the cost of power generation.

Coal combustion involves incurring environmental charges, which level depends, in part, on coal quality. Such compounds as SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO, CO<sub>2</sub>, PM and waste disposal are of key importance. Coal products coming into the market may vary significantly in terms of qualitative parameters, what has an impact on the costs of use of the environment. Coal producers may indirectly affect part of the costs due to coal preparation. This applies mainly to emissions of SO<sub>2</sub>, PM and waste disposal. However, in the case of such gases as NO<sub>x</sub>, CO and CO<sub>2</sub> the reduction is mainly achieved by applying relevant technologies on the coal users' side.

Calculations presented in this article show how costs of coal combustion, resulting from the use of the environment, can change depending on coal quality. Calculations were carried out on a wide range of parameters: Q: 18–26 MJ/kg, S: 0.3–1.4%, and A: 11–30%.

The results of the calculations may be used for the estimation of the environmental costs as well as for the evaluation of grades of coal supplied to the power sector.

The coal purchase contracts include, inter alia, the price of coal of specific quality parameters (Q, A, S). The calculated environmental costs of coal in a wide range of parameters can be also used to adjust the price of delivered coal when there is a difference between contractual agreements and the delivered coal quality.