



# **Wpływ emisji CO<sub>2</sub> na koszty produkcji energii elektrycznej z węgla kamiennego**

*Zbigniew Grudziński, Katarzyna Stala-Szlugaj*  
*Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN*

## **1. Wstęp**

Polska jest krajem, w którym udział paliw kopalnych w produkcji energii elektrycznej jest bardzo wysoki; w 2013 roku wyniósł on 83%. Z węgla kamiennego energetycznego wytwarza się połowę energii elektrycznej i trzy czwarte ciepła. W świecie największy udział węgla (dane za 2012 r. [14]) w produkcji energii elektrycznej występuje w RPA (94%), a kraje w których ten udział wynosi powyżej 60% to: Kazachstan (82%), Chiny (79%), Australia (70%), Izrael (70%) i Indie (68%). Z krajów UE największy udział węgla w energetyce posiadają Grecja (56%), Bułgaria (55%), Czechy (54%), i Niemcy (47%).

W referacie zajęto się zagadnieniem związanym z emisyjnością (CO<sub>2</sub>) węgla kamiennego energetycznego i jego wpływem na koszty produkcji energii elektrycznej.

## **2. Wielkość emisji CO<sub>2</sub> w świecie**

Istotnym czynnikiem wpływającym na ceny energii elektrycznej są koszty związane z emisją CO<sub>2</sub>. Koszty zakupu uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> będą mieć coraz większy udział w kosztach produkcji energii elektrycznej. Jest to spowodowane dużą emisją CO<sub>2</sub> związaną z wytwarzaniem energii elektrycznej z węgla w porównaniu z innymi nośnikami energii; dla UE ograniczenie emisji CO<sub>2</sub> stanowi główny priorytet w polityce klimatycznej [np. 1, 10]. W Europie dla węgla największym konkurentem w produkcji energii elektrycznej jest gaz. Emisja CO<sub>2</sub> przy

wytwarzaniu energii z węgla jest około 2,5 krotnie większa niż w przypadku gazu, a w przypadku nowoczesnych elektrowni węglowych jest większa około 2 krotnie. To powoduje, że wydarzenia związane z rynkiem handlu uprawnieniami do emisji CO<sub>2</sub> są niezwykle istotne dla energetyki w Polsce i wpływają na ocenę konkurencyjności węgla w stosunku do innych paliw.

W 2012 roku, mimo trwającego od 5 lat znacznego osłabienia wzrostu gospodarczego, emisja CO<sub>2</sub> rośnie cały czas i osiągnęła poziom 34,5 mld ton (tabela 1). Od roku 1990 (1990–2012) emisja CO<sub>2</sub> wzrosła o 52%. Do roku 2000 wzrost był na poziomie 1,1% rocznie, a od 2000 r. 2,6% rocznie. Od 2000 roku emisja wzrosła o 36%. Te informacje stawiają pod znakiem zapytania możliwość osiągnięcia celu, jaki postawił sobie ONZ – ograniczenia wzrostu temperatury o 2°C do 2050 r. [4]. Emisja CO<sub>2</sub> z UE, USA i Chin stanowi około 55% światowej emisji. Udział UE27 w światowej emisji spadł z 15% w 1990 do 9% w 2012 r.

**Tabela 1.** Emisja CO<sub>2</sub> w mld ton; źródło: opracowanie własne na podst. [19, 4]  
**Table 1.** CO<sub>2</sub> emissions (million tonnes)

Rok	Świat	UE 15	UE 27	USA	Chiny
1990	22,7	3,3	4,3	5,0	2,6
2000	25,4	3,3	4,1	5,9	3,6
2010	33,0	3,2	3,9	5,5	8,7
2012	34,5	3,0	3,8	5,4	9,9
Zmiana w latach 1990–2000	12%	0%	-5%	18%	39%
Zmiana w latach 2000–2012	36%	-9%	-8%	-8%	177%
Zmiana w latach 2010–2012	5%	-6%	-3%	-2%	13%
Zmiana od 1990	52%	-9%	-12%	8%	284%

W tabeli 2 zestawiono informacje dla wybranych krajów (o największej emisji) o zmianach w emisji CO<sub>2</sub>, w przeliczeniu na mieszkańca. Kraje uszeregowano według wielkości emisji w 2012 roku w podziale na kraje z Europy i pozostałe państwa.

Z zestawienia wynika, że w krajach UE od 1990 r. emisje w przeliczeniu na mieszkańca zmniejszyły się o 19%, a od 2010 r. o 5%. W tym

czasie kraje wysoko uprzemysłowione takie jak: Korea Płd., Tajwan, Australia zwiększyły emisje w przeliczeniu na jednego mieszkańca (o 18–120%).

**Tabela 2.** Dynamika zmian emisji CO<sub>2</sub> (per capita ) w wybranych krajach; źródło: opracowanie własne na podst. [4]

**Table 2.** Dynamics of changes in CO<sub>2</sub> emissions (per capita) in selected countries

Kraj	Emisja per capita				Zmiana	
	1990	2000	2010	2012	2012/1990	2012/2010
UE	9,1	8,4	7,8	7,4	-19%	-5%
<b>Kraju Europy</b>						
Holandia	10,8	10,9	10,7	9,8	-9%	-8%
Niemcy	12,7	10,4	9,9	9,7	-24%	-2%
<b>Polska</b>	8,2	7,5	8,7	8,4	2%	-3%
W. Brytania	10,3	9,2	8,2	7,7	-25%	-6%
Ukraina	14,9	7,2	6,6	7,1	-52%	8%
Włochy	7,5	8,1	6,9	6,3	-16%	-9%
Hiszpania	5,9	7,6	6,1	6,1	3%	0%
Francja	6,9	6,9	6,2	5,8	-16%	-6%
<b>Inne kraje</b>						
Australia	16,0	18,5	19,4	18,8	18%	-3%
USA	19,6	20,6	17,6	16,4	-16%	-7%
Arabia Saud.	10,2	12,9	15,6	16,2	59%	4%
Kanada	16,2	17,9	16,2	16,0	-1%	-1%
Korea Płd.	5,9	9,8	12,2	13,0	120%	7%
Rosja	16,5	11,3	11,9	12,4	-25%	4%
Taiwan	6,2	10,5	11,9	11,8	90%	-1%
Japonia	9,5	10,2	9,7	10,4	9%	7%
Chiny	2,1	2,8	6,4	7,1	238%	11%
RPA	7,3	6,9	6,4	6,3	-14%	-2%

Największy wzrost emisji wyniósł w Chinach (aż o 238%) i obecnie jest na poziomie Wielkiej Brytanii i Ukrainy (w przeliczeniu na jednego mieszkańca). Kanada utrzymała swoją emisję na poziomie z roku 1990 ale ta sytuacja spowodowała, że pod koniec 2011 r. kraj ten poinformował o wycofaniu się z Protokołu z Kioto. Powodem tej decyzji była konieczność zakupu brakujących jednostek emisji gazów cieplarnia-

nych (AAU – *Assigned Amount Units*), których wartość można oceniać na kwotę rzędu 10–15 mld USD. Kanada zadeklarowała 6% redukcję CO<sub>2</sub>; w 2012 r. wyemitowała 24% więcej niż w 1990 r., a w przeliczeniu na 1 mieszkańca emisja tylko 1% niższa niż w roku 1990. Kraj, który wystąpi z porozumienia Kioto, nie będzie musiał kupować brakujących jednostek emisji.

Spalanie węgla jest odpowiedzialne za 43% emisji CO<sub>2</sub>. W tabeli 3 przedstawiono wielkości emisji z paliw kopalnych według sektorów przemysłowych. W udziałach procentowych produkcja energii elektrycznej odpowiada za 38% emisji. Na kolejnych miejscach znajduje się sektor transportu (z udziałem 22%) oraz przemysł (z udziałem 20%) i odnosi się to przede wszystkim do produkcji stali.

W celu obniżenia emisji CO<sub>2</sub> w energetyce węglowej podejmowanych jest wiele działań, jednym z nich jest stosowanie metod do wychwytywania i składowania CO<sub>2</sub> (tzw. CCS – *Carbon Capture and Storage*) [7–9]. Kolejną może być poprawa efektywności spalania węgla czy też stosowanie nowoczesnych metod jego spalania [5].

**Tabela 3.** Wielkości emisji CO<sub>2</sub> z paliw kopalnych w podziale na sektory przemysłu (dane za 2010 r.); źródło: opracowanie własne na podst. [4, 15]

**Table 3.** CO<sub>2</sub> emissions from fossil fuels by sectors of industry (data for 2010)

Sektor przemysłu	Węgiel	Ropa	Gaz	Inne	Razem
<b>Emisja w mld ton</b>					
Produkcja energii elektrycznej	8,4	0,7	2,2	0,1	<b>11,4</b>
Produkcja i przekształcanie paliw	0,8	0,9	1,0	0,1	<b>2,8</b>
Przemysł	3,3	1,5	1,3	–	<b>6,1</b>
Transport	–	6,5	0,2	–	<b>6,7</b>
Inne	0,5	1,3	1,5	–	<b>3,3</b>
<b>Emisja razem</b>	<b>13,0</b>	<b>10,9</b>	<b>6,2</b>	<b>0,2</b>	<b>30,3</b>
<b>Emisja %</b>					
Produkcja energii elektrycznej	28%	2%	7%	0.3%	<b>38%</b>
Produkcja i przekształcanie paliw	3%	3%	3%	0.3%	<b>9%</b>
Przemysł	11%	5%	4%	–	<b>20%</b>
Transport	–	21%	1%	–	<b>22%</b>
Inne	2%	4%	5%	–	<b>11%</b>
<b>Emisja razem</b>	<b>43%</b>	<b>36%</b>	<b>20%</b>	<b>1%</b>	<b>100%</b>

### 3. Rynek uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>

Handel uprawnieniami do emisji CO<sub>2</sub> w Europie (EUA – European Union Allowance – uprawnienie do emisji CO<sub>2</sub>) jest regulowany dyrektywą 2003/87/WE. Rynek ten funkcjonuje od stycznia 2005, obecnie w ramach tzw. trzeciego okresu rozliczeniowego (2013–2020). Uczestnictwo w systemie jest obowiązkowe dla określonych w dyrektywie rodzajów działalności. Uprawnienia do emisji są zbywalne i podlegają obrotowi zarówno na giełdach, jak i na rynku pozagiełdowym (za pośrednictwem brokera, OTC – *Over the counter*). Można je także sprzedać lub kupić na zasadzie umowy handlowej z jakąkolwiek dowolnie wybraną firmą [6, 13].

Najbardziej płynnym rynkiem terminowym uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> jest Europejska Giełda Klimatyczna (ECX – European Climate Exchange) z siedzibą w Londynie.

Na rysunku 1 przedstawiono średnie miesięczne zmiany ceny (*spot*) uprawnień do emisji EUA (giełda ICE/ECX) w EUR/tonę CO<sub>2</sub> w latach 2006–2012. Na wykresie zaznaczono daty poszczególnych okresów rozliczeniowych uprawnień do emisji (2005–2007, 2008–2012, 2013–2020). Natomiast poziom średnich rocznych cen uprawnień do emisji (kontrakty na grudzień danego roku) przedstawiono w tabeli 4.



**Rys. 1.** Średnie miesięczne ceny uprawnień do emisji EUA (ECX), w EUR/tonę CO<sub>2</sub> – kontrakty *futures* na grudzień danego roku; źródło: opracowanie własne na podst. [16]

**Fig. 1.** Average monthly CO<sub>2</sub> emissions allowance price (EUA) in the ECX emissions trading exchange, €/tCO<sub>2</sub> – the futures contracts for December

Uprawnienia do emisji przyznawane są podmiotom objętym systemem kilkuletniego okresu rozliczeniowego (2005–2007, 2008–2012, 2013–2020), przy czym wysokość uprawnień z okresu na okres ulega zmniejszeniu – w każdym kolejnym okresie przedsiębiorstwo otrzymuje mniej uprawnień, niż rzeczywisty poziom emisji w okresie poprzednim. Bezpłatne uprawnienia do emisji przydzielane przez państwo w formie certyfikatów upoważniające do emisji CO<sub>2</sub> stają się niewystarczające i dlatego prawa do emisji otrzymują określoną cenę [20]. Ceny uprawnień do emisji w III okresie rozliczeniowej kształtują się na poziomie ok. 5–6 EUR.

**Tabela 4.** Średnia roczna cena uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> (w EUR/1 tonę CO<sub>2</sub>) na giełdzie ECX, źródło: opracowanie własne na podst. [16]

**Table 4.** Average yearly CO<sub>2</sub> emissions allowance price in the ECX emissions trading exchange, €/tCO<sub>2</sub>

I okres rozliczeniowy		II okres rozliczeniowy		III okres rozliczeniowy	
Rok	Cena	Rok	Cena	Rok	Cena
2005	21,5	2008	22,2	2013	4,5
2006	14,8	2009	13,1	2014	5,5
2007	0,4	2010	14,5		
		2011	13,0		
		2012	7,4		

#### 4. Ocena wpływu cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> na ceny energii elektrycznej – analiza CDS

Wdrażanie unijnego pakietu klimatyczno-energetycznego powoduje, że poziom cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> będzie w coraz większym stopniu oddziaływał na poziom cen energii elektrycznej. Ten element kosztowy w istotny sposób może wpłynąć na konkurencyjność cenową między poszczególnymi nośnikami energii – szczególnie w sytuacji, gdy konieczne będzie nabywanie pełnej puli (100%) potrzebnych pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> po cenach rynkowych [1, 2, 3].

W celu zbadania wpływu cen pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> na koszty wytwarzania energii elektrycznej, przeprowadzono analizę teoretycznej marży wytwórcy energii, czyli tzw. *spreadu*.

Definicja tego pojęcia określa *spread* jako różnicę pomiędzy rynkową ceną energii elektrycznej, a ceną paliwa zużytego do jej wytworzenia – z odpowiednim uwzględnieniem sprawności danego procesu (obie wielkości muszą być wyrażone w tych samych jednostkach: np. EUR/MWh, USD/GJ czy zł/MWh).

Jeśli paliwem jest węgiel – używa się terminu *Dark Spread*, a dla gazu – *Spark Spread*. Jeśli dodatkowo w obliczaniu *spreadu* uwzględnia się koszt emisji CO<sub>2</sub> (związanej ze spalaniem danego paliwa), to do nazw *spreadów* dodaje się słowo *Clean*.

Tak więc *Clean Dark Spread* (CDS) oznacza teoretyczną marżę wytwórcy energii z węgla przy rynkowych cenach energii, cenach paliwa i pozwoleń na emisję – obliczaną według prostej zależności:

$$\text{CDS} = C_{\text{EE}} - C_{\text{W}} - C_{\text{CO}_2} \quad [\text{zł/MW}\cdot\text{h}] \quad (1)$$

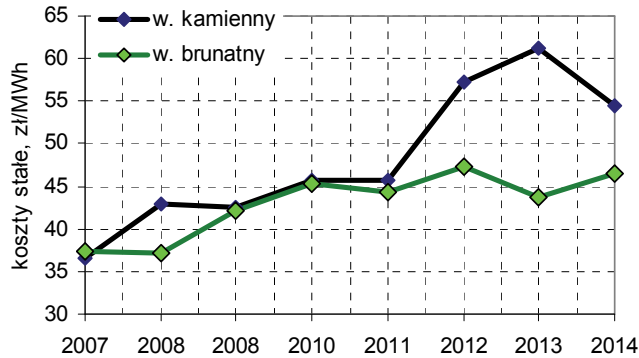
gdzie:

- $C_{\text{EE}}$  – cena energii elektrycznej,
- $C_{\text{W}}$  – cena zakupu paliwa,
- $C_{\text{CO}_2}$  – cena pozwoleń na emisję.

Można przyjąć, że teoretyczna marża wytwórcy powinna pokryć tzw. stałe koszty wytwarzania energii. Na rysunku 2 przedstawiono porównanie kosztów stałych w krajowych elektrowniach na węgiel kamienny i brunatny w latach 2010–2014 (wg danych [11]).

Poniżej przedstawiono obliczenia symulacyjne, które pokazują jak zmienia się teoretyczna marża wytwórcy (CDS) przy założonych cenach węgla i cenach energii elektrycznej przy przyjętych cenach uprawnień do emisji. Wyniki obliczeń pokazują także jaka może być maksymalna cena węgla przy danych warunkach rynkowych.

W tabeli 5 zestawiono dane wejściowe przyjęte do obliczeń CDS. Założono zmienność cen rynkowych energii elektrycznej w przedziale 150–220 zł/MWh, a cen węgla w przedziale 7–15 zł/GJ. Obliczenia wykonano dla dwóch poziomów cen uprawnień do emisji: 5 i 15 EUR/1 tonę CO<sub>2</sub>, przy założeniu, że elektrownia musi kupić 100% potrzebnych pozwoleń. Przyjęto również dwa poziomy sprawności elektrowni: 36% (wariant I) i 44% (wariant II). Wyniki obliczeń CDS dla tych wariantów zestawiono w tabelach 6 i 7.



**Rys. 2.** Porównanie kosztów stałych w krajowych elektrowniach na węgiel kamienny i brunatny; źródło: opracowanie własne na podst. [11]

**Fig. 2.** Comparison of fixed costs in the domestic power station of hard coal and lignite

Poziom cen uprawnień do emisji 15 EUR to szacunek na koniec III okresu rozliczeniowego przyjęty na podstawie przedstawianych obecnie prognoz tych cen [6, 12].

**Tabela 5.** Dane wejściowe przyjęte do obliczeń CDS – wariant I i II

**Table 5.** The data input to the CDS calculation - Option I and II

Parametr	Wariant I	Wariant II
Cena energii	od 150 do 220 zł/MWh	
Cena węgla	od 7 do 15 zł/GJ	
Ceny uprawnień do emisji CO <sub>2</sub>	obliczenia wykonano dla dwóch poziomów: 5 i 15 EUR/tonę CO <sub>2</sub>	
Kurs PLN/EUR	4,2 zł/EUR	
Sprawność elektrowni	<b>36%</b>	<b>44%</b>
Współczynnik emisji CO <sub>2</sub> (WE) – wg KOBIZE [17, 18]	93,87 kg/GJ = 0,9387 ton CO <sub>2</sub> /MWh	93,87 kg/GJ = 0,7680 ton CO <sub>2</sub> /MWh



Każda z tabel wynikowych (6 i 7) składa się z dwóch części: w części górnej poziom cen uprawnień do emisji wynosi 5 EUR/tonę CO<sub>2</sub>, a w części dolnej – 15 EUR/tonę CO<sub>2</sub>. Liczby w poszczególnych polach tabeli wyrażają obliczone wartości CDS w zł/MWh. Wyróżniony poziom cen węgla w granicach 9–11 zł/GJ to szacowany obecny poziom cen węgla energetycznego w dostawach do energetyki zawodowej.

**Tabela 6.** Wyniki symulacyjnych obliczeń CDS przy przyjętych założeniach, w zł/MWh – **Wariant I – sprawność elektrowni 36%**

**Table 6.** The results of simulation calculations using assumptions CDS in zł/MWh – **Option I –36% power efficiency**

Cena węgla		Cena energii elektrycznej, zł/MWh							
zł/GJ	zł/MWh	150	160	170	180	190	200	210	220
<b>Cena uprawnień do emisji – 5 EUR/tonę CO<sub>2</sub></b>									
7	70	60	70	80	90	100	110	120	130
8	80	50	60	70	80	90	100	110	120
<b>9</b>	<b>90</b>	40	50	60	70	80	90	100	110
<b>10</b>	<b>100</b>	30	40	50	60	70	80	90	100
<b>11</b>	<b>110</b>	20	30	40	50	60	70	80	90
12	120	10	20	30	40	50	60	70	80
13	130	0	10	20	30	40	50	60	70
14	140	-10	0	10	20	30	40	50	60
15	150	-20	-10	0	10	20	30	40	50
<b>Cena uprawnień do emisji – 15 EUR/tonę CO<sub>2</sub></b>									
7	70	21	31	41	51	61	71	81	91
8	80	11	21	31	41	51	61	71	81
<b>9</b>	<b>90</b>	1	11	21	31	41	51	61	71
<b>10</b>	<b>100</b>	-9	1	11	21	31	41	51	61
<b>11</b>	<b>110</b>	-19	-9	1	11	21	31	41	51
12	120	-29	-19	-9	1	11	21	31	41
13	130	-39	-29	-19	-9	1	11	21	31
14	140	-49	-39	-29	-19	-9	1	11	21
15	150	-59	-49	-39	-29	-19	-9	1	11

**Tabela 7.** Wyniki symulacyjnych obliczeń CDS przy przyjętych założeniach, w zł/MWh – **wariant II – sprawność elektrowni 44%**

**Table 7.** The results of simulation calculations using assumptions CDS in zł/MWh – **Option II – 44% power efficiency**

Cena węgla		Cena energii elektrycznej, zł/MWh							
zł/GJ	zł/MWh	150	160	170	180	190	200	210	220
<b>Cena uprawnień do emisji – 5 EUR/tonę CO<sub>2</sub></b>									
7	57	77	87	97	107	117	127	137	147
8	65	68	78	88	98	108	118	128	138
9	74	60	70	80	90	100	110	120	130
10	82	52	62	72	82	92	102	112	122
11	90	44	54	64	74	84	94	104	114
12	98	36	46	56	66	76	86	96	106
13	106	28	38	48	58	68	78	88	98
14	115	19	29	39	49	59	69	79	89
15	123	11	21	31	41	51	61	71	81
<b>Cena uprawnień do emisji – 15 EUR/tonę CO<sub>2</sub></b>									
7	57	44	54	64	74	84	94	104	114
8	65	36	46	56	66	76	86	96	106
9	74	28	38	48	58	68	78	88	98
10	82	20	30	40	50	60	70	80	90
11	90	12	22	32	42	52	62	72	82
12	98	3	13	23	33	43	53	63	73
13	106	-5	5	15	25	35	45	55	65
14	115	-13	-3	7	17	27	37	47	57
15	123	-21	-11	-1	9	19	29	39	49

Na podstawie danych ARE [11] (rys. 2) można przyjąć, że minimalna teoretyczna marża wytwórcy, która umożliwi pokrycie kosztów związanych z produkcją energii elektrycznej przy założonej cenie paliwa i uprawnień emisji CO<sub>2</sub>, wynosi około 50 zł/MWh – w przypadku elektrowni na węglu kamiennym.

W tabelach wynikowych (6 i 7) pola zawierające obliczone wartości CDS  $\geq 50$  zł/MWh wyróżniono kolorem szarym. Takie wartości oznaczają, że – przy danej cenie węgla i energii elektrycznej oraz poziomie cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> – wytwórca osiągnie marżę pozwalającą przynajmniej na pokrycie kosztów stałych.

Liczby ujemne –oznaczają, że wytwarzanie energii jest całkowicie nieopłacalne. Przy takich zestawach parametrów (dane wejściowe) ceny energii nie pokryją nawet kosztów paliwowych i kosztów uprawnień.

Porównanie wyników obliczeń CDS w wariantach I i II wskazuje, jak duży wpływ ma uzyskany efekt na sprawność elektrowni: przy wyższej sprawności (tabela 7) mniejsza jest emisja CO<sub>2</sub> (wskaźnik: 0,7680 tony/MWh) oraz mniejsze są koszty zakupu paliwa, potrzebnego do produkcji 1 MWh energii elektrycznej.

Warto też zauważyć, że zmiana ceny węgla tylko o 1 zł/GJ powoduje zmianę CDS w granicach 8 do 10 zł/MWh.

#### **4. Posumowanie**

Mimo występującego od kilku lat osłabienia tempa wzrostu gospodarki światowej emisja CO<sub>2</sub> ma tendencję wzrostową od w 2000 roku w tempie ok. 2,6% rocznie. Te informacje stawiają pod znakiem zapytania możliwość osiągnięcia celu jaki postawił sobie ONZ ograniczenia wzrostu temperatury o 2°C do 2050.

Spalanie węgla odpowiada za 43% światowej emisji CO<sub>2</sub> a udział produkcji energii elektrycznej w tej emisji wynosi ok. 65%.

Emisja CO<sub>2</sub> w wyniku spalania węgla przez elektrownie wiąże się z koniecznością zakupu uprawnień do emisji. To powoduje, że emisja staje się bardzo ważnym czynnikiem wpływającym na koszty produkcji energii elektrycznej.

Ceny uprawnień na giełdach podlegają dużym wahaniom. W latach 2005–2014 ceny zmieniały się w granicach 0,4–22,2 EUR/1 tonę CO<sub>2</sub>. Wpływ na to ma wiele czynników, które często mają działanie przeciwstawne i powodują destabilizację rynku. Wśród głównych czynników, faktów i wydarzeń oddziałujących na poziom cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> i przebiegi trendów cenowych można wymienić:

- zwiększenie celów redukcyjnych emisji w UE w perspektywie 2030,
- zmiany cen surowców energetycznych, a zwłaszcza ropy i gazu,
- relacje cen pomiędzy głównymi surowcami energetycznymi (węgiel – gaz),
- niepewność ekonomiczną rozwoju w UE i światowej gospodarki,
- nadwyżkę uprawnień, która powstała pod koniec II okresu rozliczeniowego,

- możliwość wprowadzania przez Komisję Europejską czy Parlament Europejski dodatkowych uregulowań prawnych zmierzających do ograniczenia podaży uprawnień w przyszłości oraz zmian w systemie ETS,
- przyjęcie przez Komisję Europejską dyrektywy o efektywności energetycznej. W przyszłości może przyczynić się do zmniejszenia zużycia energii w wyniku wdrażania technologii bardziej efektywnie wykorzystujących energię.

Przedstawiony schemat obliczeniowy pokazuje, jak przy danych warunkach rynkowych kształtuje się opłacalność produkcji energii elektrycznej. Obliczenia umożliwiają ocenę, jak ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> wpłyną na ceny energii elektrycznej. W obliczeniach pokazano zmianę CDS (*Clean Dark Spread*) w funkcji zmian cen energii i zmian cen węgla przy założonych dwóch poziomach cen emisji. Zademonstrowano dwa przypadki obliczeniowe różniące się założoną sprawnością przetwarzania w elektrowni na poziomie 36% – wariant I oraz 44% – wariant II (nowe bloki).

W zestawieniach tabelarycznych wyróżniono trzy obszary wyników, obrazujących zestawy parametrów, dla których CDS:

- przyjmuje wartości ujemne (wytwarzanie energii jest całkowicie nieopłacalne). Ceny energii nie pokryją nawet kosztów paliwowych i kosztów uprawnień,
- przyjmuje wartości powyżej 50 zł/MWh. Można przyjąć, że ten poziom to minimalna teoretyczna marża wytwórcy, która umożliwi pokrycie kosztów związanych z produkcją energii elektrycznej,
- ma wartości dodatnie, ale jest niższy niż 50 zł/MWh. Wówczas ceny energii pokryją koszty zakupu paliwa i uprawnień do emisji lecz nie pokryją całości kosztów stałych elektrowni.

## Literatura

1. **Grudziński Z.:** *Metody oceny konkurencyjności krajowego węgla kamiennego do produkcji energii elektrycznej*. Studia Rozprawy Monografie Nr 180. Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, 271 (2012a).
2. **Grudziński Z.:** *Sytuacja na giełdach handlu emisją a ceny energii elektrycznej*. Polityka Energetyczna tom 15, z. 3. Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, PL ISSN 1429–6675, 77–90 (2012b).

3. **Grudziński Z.:** *Metody oceny konkurencyjności paliw do wytwarzania energii elektrycznej.* Przegląd Górniczy Nr 5, Wyd. ZG SITG Katowice, 9–16 (2014).
4. **Olivier J., Janssens-Maenhout G, Peters J.:** *Trends in global CO<sub>2</sub> emissions*, Report. Wyd: Wspólne Centrum Badawcze Komisji Europejskiej (JRC), Environmental Assessment Agency ([www.pbl.nl/en/](http://www.pbl.nl/en/)) 2013.
5. **Olkuski T.:** *Sposób poprawy negatywnego skutku oddziaływania węgla na środowisko przyrodnicze poprzez stosowanie alternatywnych metod jego wykorzystania.* Rocznik Ochrona Środowiska (Annual Set the Environment Protection), 15, 1474–1488 (2013).
6. **Preś J., Jankowski P, Hofman W.:** *Analiza rynku handlu uprawnieniami do emisji CO<sub>2</sub> – raporty miesięczne z lat 2013–2014.* Wyd. Dom Maklerski Consus SA ([www.cire.pl](http://www.cire.pl)).
7. **Uliasz-Bocheńczyk A., Mokrzycki E.:** *Możliwości zastosowania odpadów energetycznych do mineralnej sekwestracji CO<sub>2</sub>.* Rocznik Ochrona Środowiska (Annual Set the Environment Protection), 13, 1591–1603 (2011).
8. **Uliasz-Bocheńczyk A., Mokrzycki E.:** *Mineralna karbonatyzacja przy zastosowaniu surowców naturalnych – metodą redukcji CO<sub>2</sub>?* Gospodarka Surowcami Mineralnymi – Mineral Resources Management. Kraków, 30(3), 99–110 (2014).
9. **Uliasz-Bocheńczyk A., Stryczek S., Mokrzycki E., Pomykała R.:** *Określenie wpływu sekwestracji ditlenku węgla na właściwości technologiczne zaczynów cementowych celem bezpiecznego dla środowiska składowania geologicznego.* Rocznik Ochrona Środowiska (Annual Set the Environment Protection), 14, 875–884 (2012).
10. **Wojtkowska-Lodej G.:** *Wyzwania klimatyczne i energetyczne a polityka Unii Europejskiej.* Polityka Energetyczna 17(3), Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, 269–280 (2014).
11. ARE – Sytuacja techniczno – ekonomiczna sektora elektroenergetycznego (kwartalnik), numery z lat 2005–2014.
12. CIRE – Centrum Informacji o Rynku Energii ([www.cire.pl](http://www.cire.pl)).
13. Consus – handel emisją ([www.consus.eu](http://www.consus.eu)).
14. Euracoal: Coal industry across Europe 5<sup>th</sup> Edition 2013 ([www.euracoal.org](http://www.euracoal.org))
15. IEA – CO<sub>2</sub> emissions from fuel combustion – 2011, Wyd – International Energy Agency ([www.iea.org/](http://www.iea.org/)).
16. ICE/ECX – ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> ([www.theice.com](http://www.theice.com)).
17. KASHUE – KOBIZE – Wartości opałowe (WO) i wskaźniki emisji CO<sub>2</sub> (WE) do raportowania w ramach Wspólnotowego Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji – za lata 2012 – 2013.

18. KOBIZE – Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami ([www.kobize.pl](http://www.kobize.pl)).
19. Komisja Europejska (<http://ec.europa.eu>).
20. <http://www.handel-emisjami.pl/>

## **Impact of CO<sub>2</sub> Emissions on the Costs of Hard Coal-based Electricity Generation**

### **Abstract**

An important factor that will affect the price of electricity will be the cost associated with CO<sub>2</sub> emissions. The costs of CO<sub>2</sub> emission allowances will increase their share in the total cost of electricity production. Poland is a country in which the share of fossil fuels in electricity generation mix is very high. It dropped to the level of 83% in 2013. The largest share of coal (data for 2012) in the electricity generation mix in the world was in South Africa (94%). The global CO<sub>2</sub> emissions continues to grow, even though there has been economic slowdown over the last 5 years. In 2012, the CO<sub>2</sub> emissions reached a level of 34.5 billion tones. Since 1990, CO<sub>2</sub> emissions increased by 52%. Until 2000, the growth was at the level of 1.1% per year, and since 2000 it was 2.6% per year. Coal combustion is responsible for 43% of CO<sub>2</sub> emissions. In order to investigate the impact of the price of CO<sub>2</sub> emission allowances on the cost of electricity generation, an analysis of the theoretical margin that generators may achieve (CDS spread) was carried out. This paper presents results of simulations that show how the theoretical margin (CDS) changes under assumed coal prices and electricity prices based on the assumed prices of CO<sub>2</sub> emission allowances. The results also show what could be the maximum price of coal under given market conditions.

### **Słowa kluczowe:**

emisja CO<sub>2</sub>, węgiel kamienny, produkcja energii elektrycznej, koszty

### **Keywords:**

CO<sub>2</sub>, emissions, hard coal, electricity generation, costs