

Wojciech JAWORSKI\*, Jadwiga MACIEJEWSKA\*\*

## Przyszłość energetyczna Polski – ale z jakich paliw?

**STRESZCZENIE.** Przed polską energetyką stoją wielkie wyzwania. Ze względu na duże wymagania ochrony środowiska, w ciągu najbliższych 10–15 lat muszą zostać zmodernizowane lub wymienione prawie wszystkie źródła wytwarzania energii elektrycznej i ciepła sieciowego. Pociągnie to nieuchronnie za sobą zmianę struktury wykorzystywanych paliw i przede wszystkim ograniczenie „monopolu węglowego”. W artykule pokazano aktualną sytuację źródeł wytwarzania w zakresie emisji SO<sub>2</sub>, NO<sub>2</sub> oraz CO<sub>2</sub> – zanieczyszczeń co do których oczekuje się największych redukcji. Na tym tle pokazano proponowaną prawnie ścieżkę osiągnięcia bardzo niskich krajowych limitów emisji SO<sub>2</sub> i NO<sub>2</sub>, jakie wynikają z zapisów Traktatu o Przystąpieniu Polski do Wspólnot Europejskich oraz projektu unijnej dyrektywy o emisjach przemysłowych. Na te wymagania nakładają się planowane duże ograniczenia w emisji CO<sub>2</sub> oraz wprowadzenie od roku 2013 odstępiania od przyznawania darmowych uprawnień do emisji na rzecz konieczności ich zakupu na organizowanych aukcjach. To wymusi zmiany w strategii poszczególnych firm energetycznych i będzie musiało znaleźć odzwierciedlenie w przygotowywanej polityce energetycznej państwa do roku 2030. Zasygnalizowano także nowe wymagania wynikające z wdrażanego obecnie w krajach Wspólnoty rejestru uwalniania i transferu zanieczyszczeń PRTR.

**SŁOWA KLUCZOWE:** wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła, struktura paliw, ograniczenie emisji SO<sub>2</sub>, NO<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, system bilansowania emisji, pakiet klimatyczno-energetyczny, dyrektywa o emisjach przemysłowych, rejestr uwalniania i transferu zanieczyszczeń

---

\* Dr inż., \*\* mgr inż. — Instytut Ochrony Środowiska; KASHUE – Krajowy Administrator Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji.

## Wprowadzenie

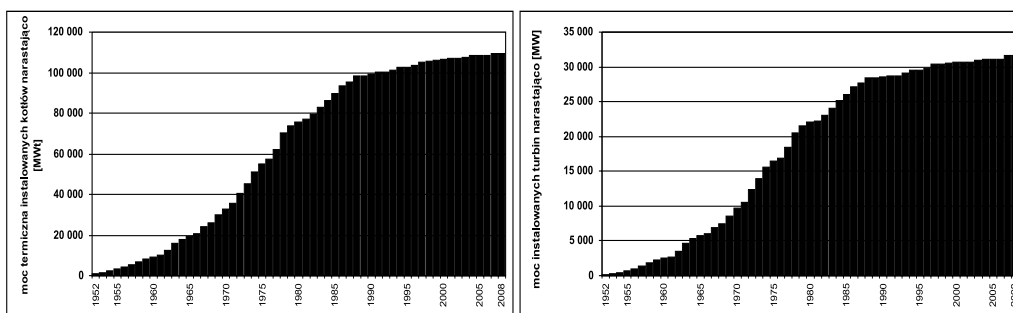
„Punkt widzenia zależy od punktu siedzenia” – ta odwieczna prawda nabiera obecnie w energetyce nowego znaczenia. Polska przez długie lata, bazując na własnych zasobach paliw stałych, zdecydowanie zaniedbywała myślenie o dywersyfikacji paliw w kierunku płynnych i gazowych. Epoka „bumu gospodarczego lat siedemdziesiątych XX w. za pożyczone pieniądze” przyniosła duży przyrost potencjału wytwarzania energii elektrycznej i ciepła sieciowego szczególnie w dużych aglomeracjach. Ale wszystko to bazowało na węglu kamiennym i węglu brunatnym. Mimo wieloletnich prac koncepcyjnych i lokalizacyjnych, nie doczekaliśmy się nawet jednej elektrowni jądrowej, bo ta jedyna budowana w latach osiemdziesiątych XX w. została „zrównana z ziemią” jeszcze przed uruchomieniem.

I z potencjałem węglowym weszliśmy w roku 2004 do Unii Europejskiej. Teraz, oprócz naszych własnych planów, musimy się zmierzyć z wizjami zmian przygotowywanymi przez Komisję Europejską dla całej Wspólnoty. A te wizje i plany nie zawsze przystają do naszej rzeczywistości i wcześniejszych planów krajowych. Na wiele zmian nie jesteśmy jeszcze przygotowani lub wręcz zabraknie nam czasu i środków na sprostanie nowym wymaganiom, w tym ekologicznym. Dowodem mogą być przygotowywane przez kolejne ekipy rządzące dokumenty szumnie nazywane „polityką energetyczną państwa”.

A więc zanim będzie można mniej lub bardziej odpowiedzialnie odpowiedzieć na postawione w tytule pytanie – warto przyjrzeć się rzeczywistości i prognozom. Za podstawę do tych analiz posłużono się przede wszystkim informacjami dotyczącymi tzw. dużych źródeł spalania (LCP), które chyba są najlepiej rozpoznane, a także dla nich ustalane są dodatkowe wymagania, limity, standardy ...

### 1. Potencjał wytwarzania

Krajowy potencjał wytwarzania to jednostki zaawansowane wiekowo, a to oznacza, że w najbliższych kilkunastu latach konieczne będą głębokie zmiany, a przede wszystkim od-



Rys. 1. Moc termiczna kotłów zaliczanych do grupy LCP oraz współpracujących z nimi turbin (narastająco w latach 1952–2008)

Fig. 1. Thermal power of boilers rating among LCP and cooperating turbines

tworzenia mocy wytwórczych polegające praktycznie na ich budowie „od początku”. W gospodarce rynkowej i przy samodzielności przedsiębiorstw decydować o tym będą strategie i decyzje poszczególnych firm a nie rząd i poszczególni ministrowie. Dlatego też od rodzaju nowych źródeł budowanych z uwzględnieniem krajowych i unijnych wymagań ochrony środowiska będzie zależała także nasza struktura paliwowa w energetyce. Aby jednak poszczególne firmy wiedziały, czego się spodziewać – pilnie musi zostać ogłoszona strategia krajowa oraz podane wielkości dopuszczalne emisji: standardy oraz wskaźniki emisji. Stan aktualny ilustruje rysunek 1.

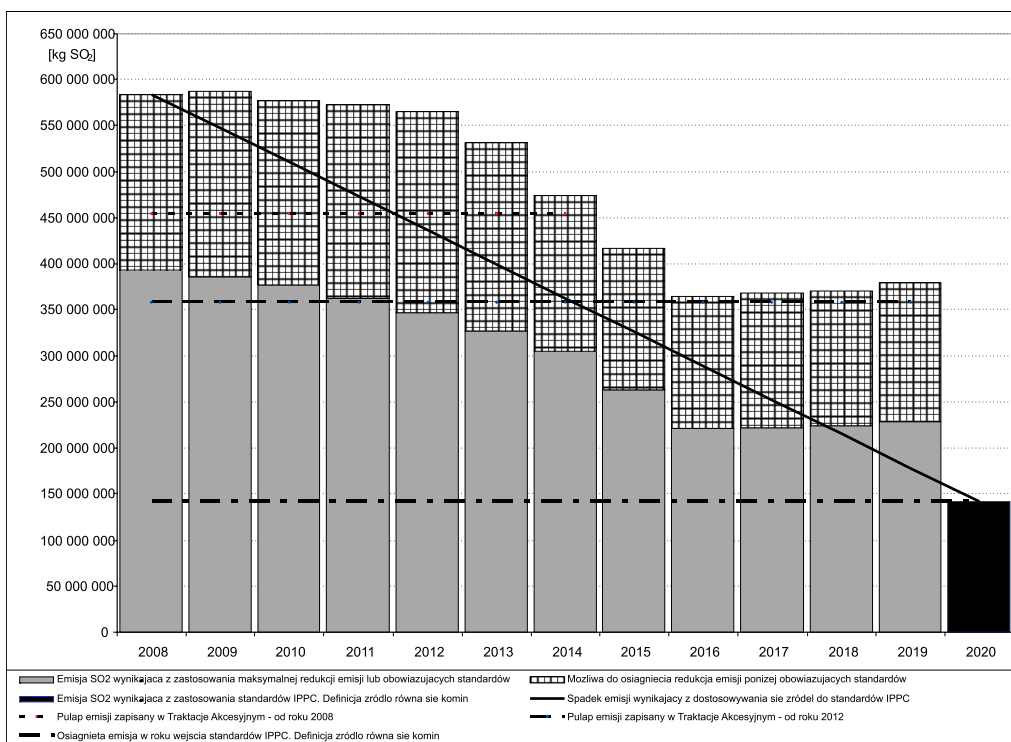
## 2. Polski problem emisji SO<sub>2</sub> i NO<sub>2</sub>

Od momentu zamknięcia negocjacji przedakcesyjnych, czyli od 2003 roku, krajowa energetyka czeka na rozwiązanie problemu dotrzymania przez duże źródła spalania ustalonych dla takich źródeł krajowych pułapów emisji SO<sub>2</sub> i NO<sub>2</sub>. Kreślone przez niektórych polityków i podchwytywane ochoczo przez energetyków miraż o możliwości wzruszenia zapisów Traktatu Akcesyjnego, z góry skazane na niepowodzenie, tylko odsuwały możliwość szybkiego podjęcia racjonalnych działań dostosowawczych. Dziś, w roku 2008, powinniśmy już osiągnąć pierwsze limity, ale jest to praktycznie niemożliwe. Dlatego niezależnie od tych już zdefiniowanych wymagań musimy pilnie zmierzyć się z problemem i zaproponować ścieżkę dojścia do limitów, ale z opóźnieniem. Jest to „ucieczka do przodu”, pokazująca drogę działania w sytuacji, którą sami sobie zgotowaliśmy. Alternatywą byłoby zamknięcie niektórych instalacji z powodów ekologicznych z konsekwencjami braku energii elektrycznej na zaspokojenie potrzeb krajowych i powrotem do niechlubnych „stopni zasilania”. Opracowując w KASHUE ścieżkę osiągnięcia limitów traktatowych dokonano dodatkowej korekty – niestety „w dół” – pozwalającej także na osiągnięcie nowych pułapów wynikających ze standardów w projekcie dyrektywy o emisjach przemysłowych (obecnej dyrektywy IPPC), w której zawarto nowe bardzo rygorystyczne standardy emisyjne, jakie miałyby obowiązywać duże źródła spalania (traktowane od roku 2016 jako kominy a nie jak kotły). Nierealność takich projektów, grożących zapaścią energetyczną naszego systemu spowodowała, że na prezentowanych ścieżkach dojścia do nowych limitów emisji odsunięto to na rok 2020. Taka propozycja znajdzie się w obecnie proponowanych regulacjach prawnych w postaci ustawy *o systemie bilansowania i rozliczania emisji dwutlenku siarki i dwutlenku azotu dla dużych źródeł spalania*.

Zaproponowane ścieżki osiągnięcia limitów emisji SO<sub>2</sub> i NO<sub>2</sub> pokazano na rysunkach 2 i 3.

Istotnym założeniem dla tych prognoz była ocena możliwości osiągnięcia przez poszczególne źródła (traktowane jako kotły) emisji poniżej obowiązujących standardów. Dzięki temu możliwe będzie łagodniejsze dochodzenie do ostrych pułapów, a opóźnienie związane z osiągnięciem docelowych wielkości zapisanych w Traktacie nie powinno być większe niż 2–3 lata.

Na obu rysunkach pokazano, że wypełnienie standardów nie gwarantuje dotrzymania nałożonych na Polskę pułapów. Jednak na podstawie deklaracji co do możliwości osiągnięcia niższych standardów w modernizowanych i nowych źródłach (kotłach) – znacznie rozszerzył się margines możliwości szybszego ograniczenia emisji. Na ile takie założenia zostaną wypełnione – okaże się w praktyce w ciągu najbliższych lat. Między innymi dlatego dla systemu



Rys. 2. Scenariusz ograniczania emisji SO<sub>2</sub> z dużych źródeł spalania (założono 2% przyrost produkcji energii elektrycznej i 1% przyrost produkcji ciepła sieciowego)

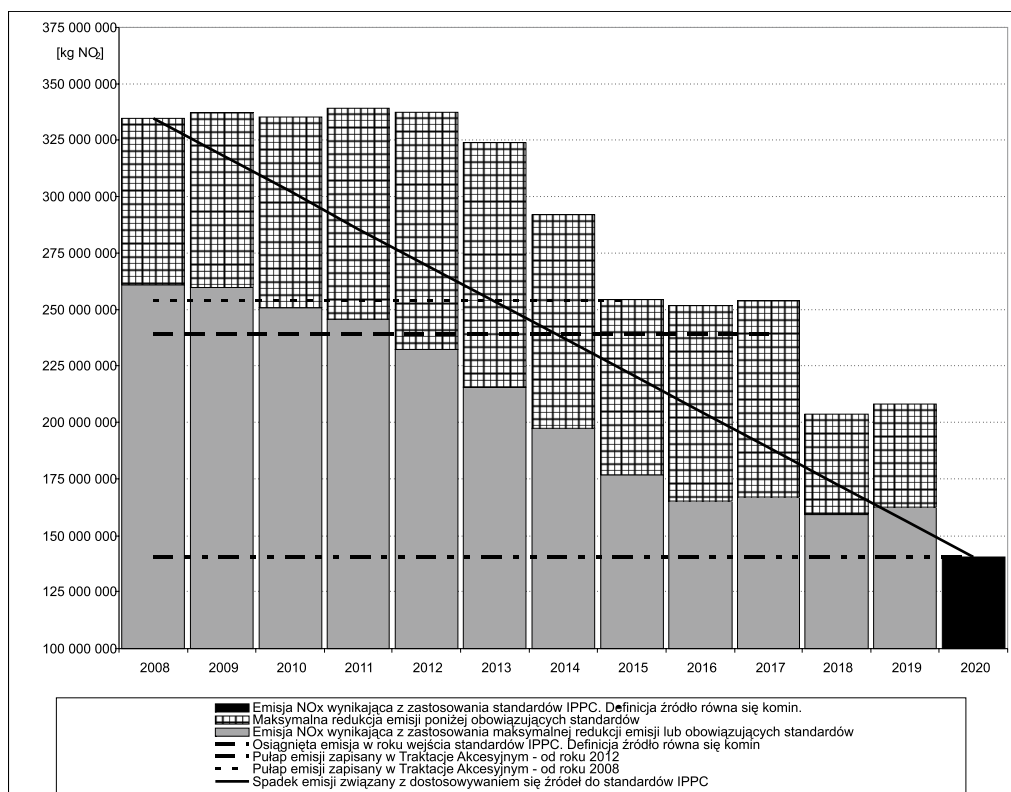
Fig. 2. Scenario of SO<sub>2</sub> emission reduction from large combustion plants (assuming production increase of electricity: 2% and heat: 1%)

bilansowania zostanie zastosowany mechanizm finansowego wspomaganie dla operatorów eksploatujących swoje instalacje ze standardami ostrzejszymi niż wynika to z obowiązującego od 1 stycznia 2008 roku prawa ochrony środowiska.

Uwzględniona w analizach nowa dyrektywa o emisjach przemysłowych ma zostać przyjęta w 2009 roku i obowiązywać od 1 stycznia 2016 roku. Z punktu widzenia krajowej energetyki (elektroenergetyki i ciepłownictwa), regulacja ta musi być widziana razem z regulacjami pakietu klimatyczno – energetycznego. Wynika to z konieczności podejmowania wspólnych działań związanych z ograniczaniem emisji zarówno CO<sub>2</sub>, jak i istotnych dla paliw stałych emisji SO<sub>2</sub> i NO<sub>2</sub>. Dlatego wewnętrzne krajowe analizy powinny być wspólne i kompleksowe, czego należy oczekiwać także po nowej polityce energetycznej państwa do roku 2030.

### 3. Pakiet klimatyczno-energetyczny Unii Europejskiej

W 2008 roku Komisja Europejska opublikowała szczegóły rozwiązań prawnych pakietu klimatyczno-energetycznego Wspólnoty do roku 2020. Najważniejsze są propozycje nowych regulacji dotyczących wspólnotowego handlu uprawnieniami do emisji, nowych wymagań



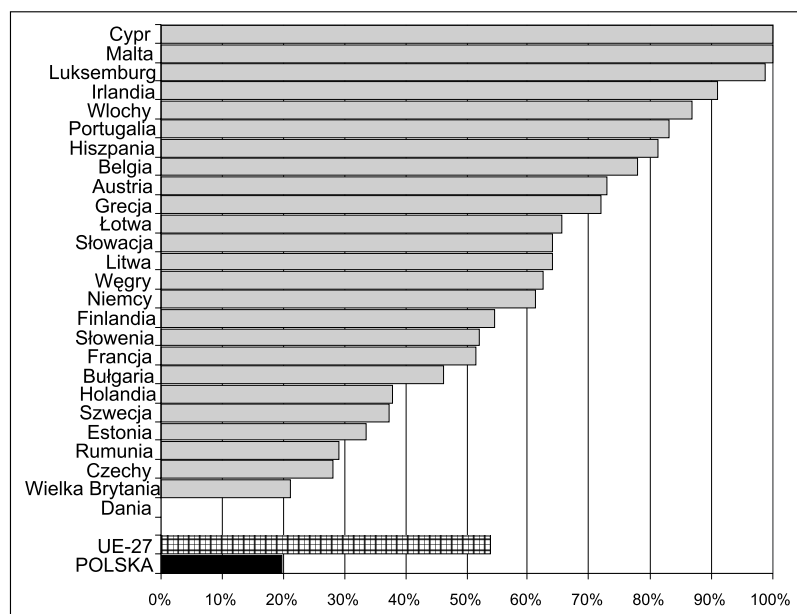
Rys. 3. Scenariusz ograniczania emisji NO<sub>2</sub> z dużych źródeł spalania (założono 2% przyrost produkcji energii elektrycznej i 1% przyrost produkcji ciepła sieciowego)

Fig. 3. Scenario of NO<sub>2</sub> emission reduction from large combustion plants (assuming production increase of electricity: 2% and heat: 1%)

w zakresie odnawialnych źródeł energii oraz wymagania adresowane do źródeł spalania paliw i dotyczące sekwestracji i zatłaczania CO<sub>2</sub> do pokładów geologicznych.

Pakiet nakłada na kraje UE-27 wspólne limity, co nie do końca Polska uznaje za sprawiedliwe. Dla naszej energetyki, opartej na węglu kamiennym i węglu brunatnym – zaostrożenie limitu emisji CO<sub>2</sub> oznaczać będzie konieczność stopniowej rezygnacji ze stosowania paliw najbardziej emisyjnych czyli właśnie paliw stałych na rzecz gazu i energetyki jądrowej. Ze względu na nasze zasoby, w marginalnym stopniu rozwijać się będzie energetyka oparta o odnawialne źródła energii. Nie można także pomijać faktu, że wraz z racjonalizacją zużycia energii poprzez zwiększenie efektywności jej użytkowania – zapotrzebowanie będzie niższe, niż wynikałoby to z dotąd opracowywanych prognoz.

Istotna w takich analizach jest ocena samowystarczalności paliwowej dla produkcji energii. Sytuacja krajów UE-27 jest pod tym względem bardzo zróżnicowana. Dania jest samowystarczalna, a Cypr i Malta są uzależnione od dostaw zewnętrznych w 100%. Polska w tej ocenie wygląda bardzo dobrze (rys. 4). Jednak tę ocenę weryfikuje struktura paliw, która w rozumieniu dokumentów wspólnotowych powinna być zróżnicowana i w miarę zrównoważona. W tabeli 1



Rys. 4. Uzależnienie poszczególnych krajów od importu energii i paliw

Fig. 4. Dependence on energy and fuels imports – by EU countries

pokazano sytuację Polski i pozostałych krajów UE-27 w zakresie struktury paliwowej związanej z emisją CO<sub>2</sub>. Pierwsza kolumna w tabeli podaje, jaki procent całej produkcji krajowej w poszczególnych państwach pochodzi z paliw „obciążonych emisjami CO<sub>2</sub>”. Tabela jednoznacznie dokumentuje zdecydowaną odmienną sytuację Polski. Jeżeli do tego dodamy, że w Polsce z węgla kamiennego powstaje ponad 50% produkowanego ciepła sieciowego – nasz głos z propozycjami stopniowego, a nie radykalnego wdrażania wymagań pakietu, jest uzasadniony.

Z punktu widzenia naszej energetyki – najważniejsze będą losy wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji CO<sub>2</sub>. Dla uporządkowania sposobu widzenia tego sektora warto cofnąć się do pierwszego okresu rozliczeniowego 2005–2007 oraz ocenić sytuację dużych źródeł spalania w okresie 2008–2012. W propozycjach jest ograniczenie emisji gazów cieplarnianych w krajach UE-27 o 20% w stosunku do emisji z roku 1990. Dla Polski oznacza to zaostrzenie wymagań, gdyż w roku 1997 wynegocjowaliśmy podczas Konferencji Stron Konwencji Klimatycznej w Kioto rok bazowy jako 1988, kiedy emisja CO<sub>2</sub> była o około 110 mln ton wyższa od tej z roku 1990.

W latach 2005–2007 Polska uczestniczyła już we wspólnotowym systemie handlu uprawnieniami do emisji. Metodologia przyznawania uprawnień „z góry” na cały okres rozliczeniowy spowodowała, że prawie wszystkie kraje alokowały więcej uprawnień, niż wynikało to z rzeczywistych potrzeb. W przypadku Polski – ten „nadmiar” wyniósł około 12%, ale był nierównomiernie rozłożony między poszczególne sektory. Z tych najbardziej związanych z sektorem paliwowym – elektrownie zawodowe wykorzystały 95,5% przyznanych uprawnień, elektrociepłownie zawodowe 87,7%, a ciepłownictwo sieciowe 78,4%. W nowym okresie rozliczeniowym

TABELA 1. Struktura wytwarzania energii elektrycznej z paliw obciążonych emisją CO<sub>2</sub> w krajach UE-27 (dane z roku 2005)

TABLE 1. Percentage of electricity production from fuels burdened with CO<sub>2</sub> emission in EU-27 countries (2005 data)

	Procentowy udział produkcji energii elektrycznej				
	z emisją CO <sub>2</sub>	z węgla kamiennego	z węgla brunatnego	z oleju opałowego	z gazu
Austria	33,26	9,24	1,67	2,50	19,85
Belgia	37,69	9,43	0,00	2,00	26,26
Dania	70,69	42,62	0,00	3,77	24,30
Finlandia	25,84	9,19	0,00	0,71	15,93
Francja	10,04	4,80	0,00	1,26	3,99
Niemcy	60,81	20,63	27,29	1,71	11,19
Grecja	88,20	0,00	59,23	15,35	13,62
Irlandia	81,92	24,58	0,00	12,85	44,50
Włochy	79,02	14,36	0,00	15,52	49,15
Luksemburg	75,85	0,00	0,00	0,00	75,85
Holandia	83,45	23,45	0,00	2,26	57,74
Portugalia	80,75	32,68	0,00	18,86	29,21
Hiszpania	62,05	23,47	3,41	8,30	26,87
Szwecja	1,65	0,41	0,00	0,87	0,37
Wielka Brytania	73,30	33,69	0,00	1,35	38,26
Czechy	64,43	6,66	52,59	0,40	4,78
Węgry	55,47	0,42	19,19	1,28	34,58
Polska	95,37	54,03	37,55	1,55	2,28
Słowacja	26,86	11,17	6,41	2,35	6,92
Cypr	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Malta	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Słowenia	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Estonia	98,82	0,00	91,08	0,29	7,45
Litwa	23,11	0,00	0,00	2,70	20,41
Łotwa	30,61	0,00	0,00	0,20	30,41
Bułgaria	45,47	9,71	31,87	3,90	0,00
Rumunia	53,08	0,76	36,13	16,18	0,02

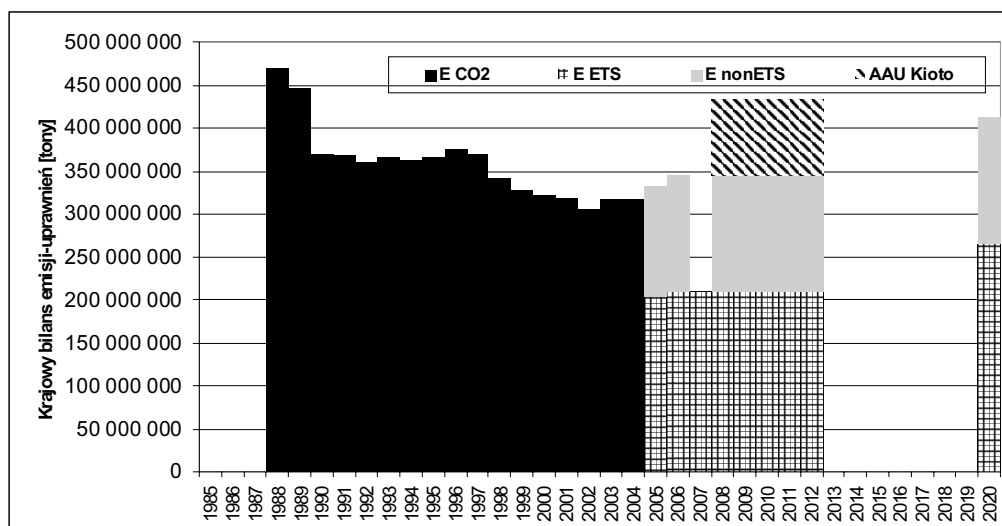
średnioroczny przydział uprawnień na lata 2008–2012 dla tych trzech grup jest niższy od zapotrzebowania.

Warto zilustrować planowaną sytuację Polski do roku 2020 na tle emisji CO<sub>2</sub> od roku 1988, czyli właśnie bazowego dla Polski. W okresie 2013–2020 mają być limitowane emisje z dwóch grup instalacji: uczestniczących w systemie handlu uprawnieniami (ETS) oraz tych poza systemem (nonETS). Sumaryczna emisja w roku 2020 nie powinna przekroczyć 264,5 mln ton w przypadku źródeł objętych systemem handlu i 148 mln ton dla pozostałych. Oczywiście dla tego okresu rozliczeniowego będą nałożone wielkości startowe, ale obecnie budzą one wiele wątpliwości i zastrzeżeń ze strony nie tylko Polski, lecz także i pozostałych nowych członków Unii Europejskiej. Sytuację Polski, na tle danych historycznych, pokazano to na rysunku 5.

Należy zwrócić uwagę, że w latach 2005 i 2006 nastąpił wzrost krajowej emisji. Można oczekiwać, że emisja krajowa w roku 2007 nie była niższa od tej z roku 2006. Dlatego w perspektywie roku 2020 i zakładanego przecież dynamicznego rozwoju kraju – należy oczekiwać trudności z osiągnięciem limitu po roku 2013.

Na wykresie pokazano hipotetyczny potencjał uprawnień Kioto (AAU), które rząd polski mógłby sprzedać do innych krajów, którym wyznaczono w Protokole z Kioto limity krajowe. Jednak wielkość takich transakcji musi być poprzedzona bardzo dokładnymi prognozami sytuacji źródeł krajowych, by nie doprowadzić do sytuacji, że najpierw sprzedamy, a potem będziemy musieli dokupować. Przygotowanie regulacji w tym zakresie jest na ukończeniu i ustawa o zarządzaniu krajowymi pulami emisji jeszcze w tym roku powinna trafić do parlamentu.

Dla grupy źródeł spalania paliw, zaliczanych do dużych źródeł spalania, na podstawie zweryfikowanych raportów w ramach systemu handlu uprawnieniami do emisji dla lat



Rys. 5. Krajowy bilans emisji CO<sub>2</sub> oraz prognozowana sytuacja od roku 2008

Fig. 5. National balance of CO<sub>2</sub> emission and projection since 2008



2005–2007 można określić wskaźniki emisji CO<sub>2</sub> odniesione do sumarycznej produkcji energii elektrycznej oraz ciepła sieciowego, wyrażonej w MWh<sub>eq</sub>. Wielkości produkcji energii elektrycznej oraz ciepła sieciowego w analizowanych latach oraz wskaźniki średnie podano w tabeli 2.

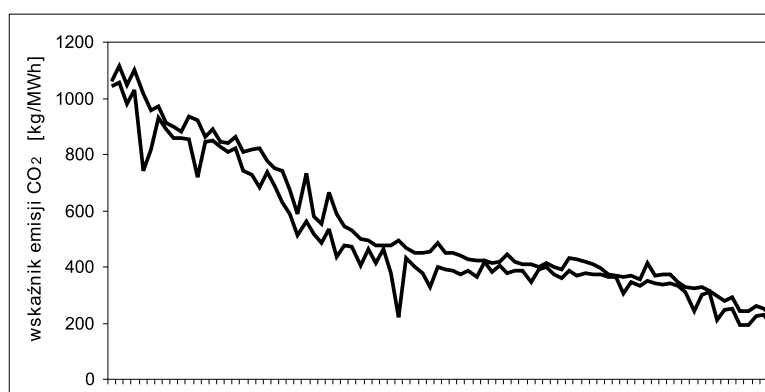
Biorąc pod uwagę, że są tam elektrownie, elektrociepłownie i ciepłownie opalane węglem kamiennym lub węglem brunatnym, ale także wykorzystujące współspalanie biomasy (emisja do rozliczeń wynosi wówczas zero), gaz ziemny, gaz koksowniczy i gaz wielkopiecowy, występuje znaczące zróżnicowanie tych wskaźników. Ilustruje to rysunek 6, gdzie pokazano najwyższą i najniższą wartość wskaźnika dla grupy dużych źródeł spalania.

Na potrzeby wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych w Krajowym Administratorsze corocznie są opracowywane wskaźniki emisji CO<sub>2</sub>, jakie mogą być punktem odniesienia do oceny, które z paliw są bardziej lub mniej przyjazne emisyjnie. Dla danych historycznych z roku 2005 wielkości te podano w tabeli 3.

TABELA 2. Wielkości produkcji, emisji CO<sub>2</sub> i odpowiadające im średnie wskaźniki emisji CO<sub>2</sub> dla dużych źródeł spalania dla pierwszego okresu rozliczeniowego (2005–2007)

TABLE 2. Electricity and heat production, CO<sub>2</sub> emission and average values of CO<sub>2</sub> indices for large combustion plants in first ETS period (2005–2007)

Wyszczególnienie	Jednostka	2005	2006	2007
Produkcja energii elektrycznej brutto	MWh	149 949 882	155 464 172	153 104 349
Produkcja ciepła sieciowego brutto	GJ	278 623 112	278 163 328	272 591 135
Emisja CO <sub>2</sub>	kg	159 983 949	163 948 638	162 985 225
Wskaźnik emisji	kg/MWh <sub>eq</sub>	704	704	712



Rys. 6. Wskaźniki emisji CO<sub>2</sub> z lat 2005–2007 (wielkości max-min) dla dużych źródeł spalania

Fig. 6. Indices of CO<sub>2</sub> emission (2005–2007 max-min values) for large combustion plants

TABELA 3. Wskaźniki emisji CO<sub>2</sub> dla różnych paliw i sektorów gospodarkiTABLE 3. Indices of CO<sub>2</sub> emission for different fuels and economic sectors

		WO [MJ/kg]	W CO <sub>2</sub> [kg/GJ]
Średnia krajowa	węgiel kamienny	22,55	94,60
	węgiel brunatny	8,74	107,83
Elektrownie i elektrociepłownie	węgiel kamienny	21,55	94,85
	węgiel brunatny	8,74	107,83
Elektrociepłownie przemysłowe	węgiel kamienny	21,55	94,85
Ciepłownie	węgiel kamienny	22,99	94,50
	węgiel brunatny	8,76	107,76
Koksownie	węgiel kamienny	24,43	94,20
Stopy żelaza	węgiel kamienny	24,43	94,20
Metale niezależne	węgiel kamienny	24,00	94,28
Wyroby chemiczne	węgiel kamienny	24,43	94,20
Papier, celuloza, poligrafia	węgiel kamienny	24,43	94,20
Artykuły spożywcze	węgiel kamienny	24,43	94,20
	węgiel brunatny	9,20	105,91
Budownictwo	węgiel kamienny	24,43	94,20
	węgiel brunatny	9,00	106,72
Handel, usługi, administracja	węgiel kamienny	25,48	94,00
Rolnictwo, leśnictwo, rybołówstwo	węgiel kamienny	25,48	94,00
	węgiel brunatny	8,68	108,09
Wszyscy użytkownicy	brykiety węgla kamiennego	20,70	92,71
	brykiety węgla brunatnego	20,70	92,71
	ropa naftowa	42,30	72,60
	gaz ziemny	48,00	55,82
	drewno opałowe	15,60	109,76
	biogaz	50,40	54,33
	odpady przemysłowe		140,14
	odpady komunalne niebiogeniczne	10,00	140,14
	odpady komunalne biogeniczne	11,60	98,00
	inne produkty naftowe	40,19	72,60
	koks naftowy	31,00	99,83
	koks i półkoks	28,20	106,00
	gaz ciekły	47,31	62,44
	benzyny silnikowe	44,80	68,61
	benzyny lotnicze	44,80	69,30
	olej napędowy	43,33	73,33
	oleje opałowe	40,19	76,59
	gaz rafineryjny	48,15	66,07
	gaz koksowniczy	38,70	47,43
	gaz wielkopiecowy	2,47	240,79

## 4. Nowy system bilansowania uwolnień i transferu zanieczyszczeń PRTR

Od 2007 roku w krajach UE-27 jest wdrażany rejestr uwolnień i transferu zanieczyszczeń. Bilansowaniu podlegają emisje do powietrza dla 60 substancji. Podobnemu bilansowaniu

TABELA 4. Lista substancji zanieczyszczających zalecana do bilansowania dla źródeł spalania w systemie PRTR

TABLE 4. List of polluting substances recommended for large combustion plants balance in PRTR system

	Wyszczególnienie	Paliwa			Urządzenia redukcji zanieczyszczeń
		stałe	ciekłe	gazowe	
01	Metan (CH <sub>4</sub> )	x	x	x	
02	Tlenek węgla (CO)	x	x	x	
03	Dwutlenek węgla (CO <sub>2</sub> )	x	x	x	x
05	Podtlenek azotu (N <sub>2</sub> O)	x	x		
06	Amoniak (NH <sub>3</sub> )	x			x
07	Niemetanowe lotne związki organiczne (NMVOC)	x	x		
08	Tlenki azotu (NO <sub>x</sub> /NO <sub>2</sub> )	x	x	x	
11	Tlenki siarki (SO <sub>x</sub> /SO <sub>2</sub> )	x	x		
17	Arsen i jego związki (jako As),	x	x		
18	Kadm i jego związki (jako Cd)	x	x		
19	Chrom i jego związki (jako Cr)	x	x		
20	Miedź i jej związki (jako Cu)	x	x		
21	Rtęć i jej związki (jako Hg)	x	x		
22	Nikiel i jego związki (jako Ni)	x	x		
23	Ołów i jego związki (jako Pb)	x	x		
24	Cynk i jego związki (jako Zn)	x	x		
40	Związki halogenoorganiczne (jako AOX)	x	x		
47	PCDD+PCDF (dioksyny + furany) (jako Teq)	x	x		
62	Benzen	x	x		
72	Wielopierścieniowe węglowodory aromatyczne (WWA) (benzo(a)piren, benzo(b)fluoranten, benzo(k)fluoranten, indenol(1, 2, 3-cd) piren)	x	x		
80	Chlor i jego związki nieorganiczne (jako HCl)	x	x		
86	Pył zawieszony (PM10)	x	x	x	x

podlegają parametry zrzucanych ścieków oraz ilości odpadów, które opuszczają teren zakładu, w którym powstały. W odniesieniu do zanieczyszczeń powietrza ze źródeł spalania wskazano na 22 substancje, których listę podano w tabeli 4, wyróżniając przy tym rodzaj użytkowanego paliwa.

Na tle paliw stałych i paliw płynnych najlepiej wypada gaz, chociaż nie musi tak być dla wszystkich zanieczyszczeń w przypadku wykorzystywania odgazów technologicznych (gaz koksowniczy, gaz wielkopieczowy) oraz wykorzystywaniu jako paliw odpadów komunalnych i odpadów przemysłowych. Mimo, że na razie system jest uważany tylko jako informacyjny, to należy przewidywać, że po roku 2010 może stać się ważnym elementem zarządzania emisjami i paliwami w celu minimalizacji oddziaływań.

## Podsumowanie

Na postawione w tytule pytanie nie ma niestety jeszcze jednoznacznej odpowiedzi. Biorąc pod uwagę przytoczone wyżej problemy widać, że pozostawanie przy monokulturze węglowej dla energetyki nie da się w Polsce długo utrzymać. O zapotrzebowaniu na paliwa zadecyduje bardzo prawdopodobny rozwój energetyki jądrowej, więcej źródeł wykorzystujących gaz oraz maksymalizacja potencjału wytwarzania źródeł odnawialnych. Musi więc w końcu dojść do wspólnych i kompleksowych analiz sektorów energetyki oraz górnictwa węgla kamiennego i węgla brunatnego. Znaczące ograniczenia ekologiczne i wymagania coraz większych redukcji emisji SO<sub>2</sub>, NO<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, jeżeli nie zostaną zawczasu zwymiarowane technicznie i kosztowo – mogą skończyć się zapaścią obu sektorów. Dlatego dla utrzymania samowystarczalności paliwowej Polski, będącej istotnym elementem naszej strategii gospodarczej – konieczne jest pilne podjęcie wspólnych działań dla opracowania nowych technologii wykorzystywania węgla przy pozyskiwaniu energii elektrycznej i ciepła.

Wojciech JAWORSKI, Jadwiga MACIEJEWSKA

## The energy future of Poland – but from what fuels?

### Abstract

There are enormous challenges in front of the Polish energy sector. During 10–15 coming years, almost all electric power and heat sources must be improved or changed due to the strict environmental protection requirements. Therefore, the consequence would be the change in the structure of used fuels and above all limitation of “carbon monopoly”. Furthermore, the document shows the current situation of sources in terms of the SO<sub>2</sub>, NO<sub>2</sub> and CO<sub>2</sub> emissions – the pollutions which are expected to have the highest reductions. The paper shows the legal way how to achieve very low SO<sub>2</sub> and NO<sub>2</sub> emission limits on the national level that result from the Treaty of Accession to the European Union and the proposal for

the EU Directive on industrial emissions. Those requirements are introduced at the same time as restrictions planned for CO<sub>2</sub> emission, as well as plans to forgo free of charge allowances and implement instead their purchase at the organized auctions from 2013 onwards. This will force the changes in the energy sector strategies and will have to be reflected in the Polish Energy Policy by 2030. Moreover, new requirements resulting from the Pollutant Release and Transfer Register (PRTR), that is being implemented presently in the European Union, have been signalized as well.

KEY WORDS: energy and heat production, fuel structure, SO<sub>2</sub>, NO<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> emission reductions, emission balance system, climate and energy package, directive on industrial emissions, PRTR system

