

Adam GAJDA*, Krzysztof MELKA**

Możliwości i zagrożenia w dostosowaniu sektora energetycznego do przyjętych przez Polskę zobowiązań i wymogów ekologicznych Unii Europejskiej

STRESZCZENIE. Artykuł zawiera ekspercką próbę oceny sytuacji, w jakiej znalazł się sektor energetyczny podejmując wysiłek sprostania wymogom ekologicznym po wejściu Polski do Unii Europejskiej. Skupiono się przy tym na wymogach emisyjnych dotyczących zanieczyszczeń gazowych (SO₂, NO_x, CO₂) z energetycznego spalania paliw.

Celem do którego zmierzali autorzy było określenie warunków i propozycji rozwiązań niezbędnych dla osiągnięcia przez sektor zdolności do ich spełnienia, przy przyjętych założeniach. Zagadnienie to rozpatrywano od strony przedsięwzięć zmierzających do niezbędnej redukcji emisji omawianych zanieczyszczeń, w tym dywersyfikacji bazy paliwowej sektora dotyczącej głównie redukcji emisji CO₂ i oceny wzrostu kosztów wytwarzania energii, spowodowanych wyłącznie uwarunkowaniami ekologicznymi.

Analizy i obliczenia w newralgicznych dla energetyki latach 2008–2020 przeprowadzono w oparciu o stan i wyniki sektora energetycznego w latach 2005–2006. Uwzględniono przy tym komercyjną dostępność technologii wytwarzania zapewniających wysoki stopień redukcji emisji. Wykorzystano również wykonywane w latach 2003–2007 stosowne opracowania ośrodków unijnych, obejmujące horyzont czasowy 2000–2030. W wyniku uzyskano szereg danych charakteryzujących sektor w procesie dochodzenia do założonych celów ekologicznych, w tym utrzymania stałego limitu uprawnień do emisji CO₂ w wysokości 172,6 mln Mg CO₂ rocznie w rozpatrywanym okresie.

SŁOWA KLUCZOWE: sektor energetyczny, zanieczyszczenia gazowe, redukcja emisji, technologie wytwarzania energii, paliwa, koszty ekologiczne

* Mgr inż. – Specjalista z rejestru ZG NOT, Warszawa.

** Mgr inż. – Krajowy Administrator Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji, Warszawa.

Wprowadzenie

Działania kolejnych rządów w obszarze gospodarki w niedostatecznym stopniu przekładały się na konieczne rozwiązania w sektorze energetycznym, m.in. w zakresie wymiany i budowy nowych mocy oraz niezbędnych inwestycji sieciowych. Przy tym obowiązujące zapisy prawa stanowią nadal istotną barierę dla prowadzenia działalności gospodarczej, w tym sprawnej realizacji przedsięwzięć rozwojowych.

Dotychczas nie są także rozwiązane problemy ekologiczne, przed którymi stoi energetyka od chwili wejścia Polski do Unii Europejskiej. Wiąże się to z nasilającymi się, istotnymi zagrożeniami dla optymalnego kosztowo, niezawodnego jej funkcjonowania wobec konieczności zapewnienia wystarczalności mocy i niezawodności dostaw energii elektrycznej, przy ograniczeniach wynikających z przyjętych po wejściu do Unii Europejskiej zobowiązań ekologicznych. Brak w tym zakresie niezbędnych decyzji niesie ze sobą istotny komponent nieracjonalnego, nadmiernego wzrostu kosztów funkcjonowania energetyki już w najbliższych latach. Powyższe przełoży się na wzmoczenie tempa wzrostu kosztów rozwoju gospodarki i utrzymania indywidualnych odbiorców energii.

Przedstawiona wyżej problematyka wiąże się z pojęciem bezpieczeństwa elektroenergetycznego rozumianego jako ciągłość i niezawodność zasilania odbiorców w energię elektryczną przy zapewnieniu ciągłości dostaw pierwotnych nośników energii, respektującego wymogi ekologiczne. Stanowi ono podstawę bezpieczeństwa energetycznego kraju. Kierunki i rozwiązania zapewniające utrzymanie wysokiego poziomu bezpieczeństwa elektroenergetycznego powinny zostać jasno określone i sparametryzowane w perspektywie długoterminowej w postaci kompleksowej, spójnej polityki energetycznej zbieżnej z polityką Unii Europejskiej, respektującej przy tym interes własny państwa.

Wpływ wymogów i zamierzeń ekologicznych UE na funkcjonowanie krajowego sektora energetycznego należy rozpatrywać w perspektywie średnio- i długoterminowej w następujących przedziałach czasowych:

✧ Lata 2008–2012

- ✧ Spełnienie wymogów dyrektywy 2001/80/WE z dnia 23 października 2001 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych źródeł spalania paliw (LCP).
- ✧ Dostosowanie poziomów emisji SO₂ i NO_x do wielkości wynikających z zapisów w Traktacie o Przystąpieniu Rzeczypospolitej Polskiej do Unii Europejskiej (ToP). Istotne postanowienia i wymagania wynikające z tych dokumentów zostały przeniesione do polskiego prawodawstwa, w tym do stosownych rozporządzeń Ministra Środowiska.
- ✧ Rozwiązanie w kontaktach z Komisją Europejską (KE) problemu zbyt niskiego przydziału uprawnień do emisji CO₂ na II okres rozliczeniowy, w ramach Wspólnotowego Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji gazów cieplarnianych (EU ETS).

- ✧ Lata 2013–2020
 - ✧ Spełnienie wymagań dotyczących dalszej redukcji emisji gazów cieplarnianych, wynikających z polityki klimatycznej UE na lata po 2012 r., w tym w ramach Pakietu Energetycznego „3×20” oraz EU ETS.
 - ✧ Dotrzymanie zaostrzonych od 2016 r. standardów emisji NO_x dla bloków energetycznych o mocy elektrycznej $\geq 200 \text{ MW}_e$ ($\geq 500 \text{ MW}_i$).

1. Metodyka obliczeń

W celu przeprowadzenia niezbędnych analiz prognostycznych wykorzystano autorskie, zagregowane wskaźniki emisji, stanowiące wyniki wielostronnych analiz dostępnych danych sektorowych, opracowań krajowych i zagranicznych, w tym dotyczących nowych technologii wytwarzania energii, uszczegóławianych w kolejnych publikacjach i analizach [11–17].

SO₂, NO_x dla lat 2008–2012:

- ✧ produktowe wskaźniki emisji, wynikające ze standardów emisyjnych [3] w podziale na paliwa i podsektory,
- ✧ produktowe wskaźniki technologiczne emisji, uwzględniające dociążenie pracujących i realizowanych w wymienionych latach instalacji odsiarczania oraz niezbędne modyfikacje poprawiające skuteczność pierwotnych metod odazotowania spalin [10],
- ✧ produktowe wskaźniki emisji SO₂ uwzględniające łagodniejsze standardy dla źródeł wytwarzania, objętych derogacjami imiennymi [1] i naturalnymi.

Zastosowane w obliczeniach wskaźniki pozwoliły na ocenę możliwych do uzyskania wielkości emisji, przy przyjętych średnich wskaźnikach wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło [4].

CO₂ dla lat 2008–2012:

- ✧ wskaźniki produktowe emisji w podziale na użytkowane paliwa i podsektory,
- ✧ wskaźniki zużycia energii chemicznej paliw na produkcję energii, uwzględniające różnicowane sprawności wytwarzania (wykorzystywane paliwa, technologie) istniejących i przyjmowanych do obliczeń nowych źródeł wytwarzania energii.

W kolejnych pętlach obliczeniowych wielkości emisji, przy przyjętych wskaźnikach wzrostu zapotrzebowania na energię, modyfikowano strukturą paliwową produkcji energii z uwzględnieniem OZE w latach 2013–2020 (okres pozwalający na zdyskontowanie znaczących efektów przedsięwzięć ukierunkowanych na redukcję emisji CO₂) dla osiągnięcia założonego celu emisyjnego.

Uzyskane wyniki posłużyły też ocenie wielkości „bezproduktywnych” kosztów wytwarzania energii, wynikających z niedoboru ilości uprawnień do emisji CO₂, koniecznych do zakupu w ramach EU ETS i nakładów inwestycyjnych na instalacje DeSOx i DeNOx (dla istniejących, nieefektywnych źródeł wytwarzania) przy przejściu na definicję „źródło-komin”.

2. Emisje SO₂, NO_x i pyłu

Od 2008 r. zaczęły obowiązywać nowe, zaostrzone standardy emisji wyżej wymienionych zanieczyszczeń, zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 20 grudnia 2005 r. w sprawie standardów emisyjnych z instalacji.

W rozporządzeniu tym, oprócz wymogów wynikających z dyrektywy LCP [2], uwzględniono m.in. zapisy ToP [1] dotyczące okresów przejściowych dla imiennie określonych instalacji, pozwalających na odstępstwa od obowiązujących od 2008 r. ostrzejszych standardów emisji SO₂ i pyłów oraz od 2016 r. w zakresie NO_x.

Obecnie nadal nie ma rozstrzygnięć koncepcyjnych i prawnych sposobu wdrożenia dyrektywy LCP i zapisów ToP, dotyczących krajowych pułapów emisji SO₂ i NO_x ze źródeł spalania objętych tą dyrektywą.

Wielkości pułapów emisji oraz bilans mocy źródeł wytwarzania objętych okresami dostosowawczymi (derogacjami imiennymi) przedstawiono w tabelach 1 i 2.

TABELA 1. Pułapy emisji SO₂ i NO_x zawarte w ToP

TABLE 1. SO₂ and NO_x ceilings emission included in the Accession Treaty (AT)

Emisje [Mg]	2008	2010	2012
SO ₂	454 000	426 000	358 000
NO _x	254 000	251 000	239 000

TABELA 2. Derogacje imienne zawarte w ToP

TABLE 2. Individual derogations included in the Accession Treaty (AT)

Podsektory	Lata							
	1.01.2008–31.12.2015		1.01.2016–31.12.2017		1.01.2008–31.12.2017		1.01.2008–31.12.2010	
	SO ₂		NO _x		Pyły		SO ₂ +Pyły	
	MW _e	MW _t ¹	MW _e	MW _t ¹	MW _e	MW _t ¹	MW _e	MW _t ¹
EZ	5 300	160	10 300	–	–	–	165	–
EC	1 640	3 210	1 090	1 340	–	485	520	1 930
EP	1 070	–	310	–	–	–	280	–
PEC	–	–	–	–	–	2 650	–	3 900
Razem	8 010	3 370	11 700	1 340	0	3 135	965	5 830

¹ Kotły wodne. EZ – elektrownie zawodowe, EC – elektrociepłownie zawodowe, EP – elektrociepłownie i ciepłownie przemysłowe, PEC – ciepłownie komunalne.

Ponadto Polska przyjęła zobowiązania, aby udział dużych źródeł spalania objętych okresami dostosowawczymi nie przekroczył, do określonych dat, ustalonych wielkości procentowych mocy sektora energetycznego w 2001 r. [1]. Wielkości te wynoszą dla SO₂ – 20%, NO_x – 24%, pyłu – 2%.

Wykonywane na przestrzeni kilku lat analizy mające na celu wybór najlepszego, w warunkach krajowych, sposobu realizacji wymogów dyrektywy LCP nie znalazły w 2004 r. uznania KERM ze względu na przekroczenia pułapów emisji SO₂ i NO_x zapisanych w ToP. Podjęto zatem dalsze prace mające na celu pogodzenie wymogów dyrektywy LCP z jednoczesnym dotrzymaniem pułapów emisji zapisanych w ToP. Nie pozwoliły one jednak na wypracowanie kompromisowej propozycji, możliwej do przyjęcia przez KE (2007 r.).

Niezależnie zespół KASHUE wykonał w ciągu 2007 r. szereg dodatkowych analiz, mających na celu porównanie efektów dotychczasowych sposobów wdrożenia dyrektywy LCP, z uwzględnieniem najnowszych danych dotyczących budowy dodatkowych instalacji odsiarczania spalin, w tym na źródłach posiadających derogacje. W analizach uwzględniono również dwie definicje źródła emisji: „źródło–kocioł”, „źródło–komin”. Uzyskane wyniki wskazują na to, że Polska pomimo budowy w ostatnich latach dalszych instalacji odsiarczania i odazotowania spalin metodami pierwotnymi, nie będzie w stanie dotrzymać pułapów emisji określonych w ToP.

Kolejne analizy prawne, opracowane na zlecenie KASHUE w 2007 r., otworzyły możliwości realizacji dyrektywy LCP poprzez standardy emisji, bez uwzględnienia pułapów emisji, przy jednoczesnej rezygnacji z derogacji imiennych zapisanych w ToP. W związku z powyższym do konsultacji z zainteresowanymi gospodarczymi towarzystwami branżowymi przedstawiono propozycję obejmującą realizację wymogów dyrektywy LCP poprzez standardy emisji z utrzymaniem przyjętej w Polsce definicji „źródło–kocioł” [3], niezgodnej z interpretacją KE.

Prognozy wielkości emisji wynikających z przedłożonej propozycji, na tle teoretycznie możliwych do osiągnięcia pułapów emisji SO₂ i NO_x, odpowiadających technologicznym możliwościom redukcji emisji [10], przy rezygnacji z derogacji imiennych, przedstawiono w tabeli 3.

TABELA 3. Prognozy wielkości emisji SO₂ i NO_x

TABLE 3. Prognoses of the SO₂ and NO_x emission levels

Wyszczególnienie		Lata					
		2008		2010		2012	
		SO ₂	NO _x	SO ₂	NO _x	SO ₂	NO _x
		Mg	Mg	Mg	Mg	Mg	Mg
Emisje	standardy emisji	492 900	341 500	514 500	358 800	537 400	377 100
Emisje	teoretyczne możliwości technologiczne	471 630	288 200	463 700	301 000	436 200	304 400

Uwaga: Wielkości prognozowane przy założeniu wskaźnika wzrostu produkcji energii elektrycznej 3%/rok i ciepła 1%/rok [4].

Utrzymanie definicji „źródło–kocioł” jest szczególnie istotne dla elektrociepłowni (standardy emisji SO₂) i ciepłownictwa komunalnego (standardy emisji pyłów), nie ma natomiast istotnego znaczenia dla dużych elektrowni systemowych. Wydaje się przy tym konieczne

wyznaczenie terminu przejścia na wymaganą przez KE definicję „źródło–komin”. Terminem granicznym mógłby być np. 31 grudnia 2015 r., do którego mogą teoretycznie pracować, przy łagodniejszych standardach emisji, źródła wytwarzania posiadające derogacje naturalne (praca do 20 000 godz. w latach 2008–2015). Byłby to okres wystarczający dla budowy właściwych rodzajów instalacji odsiarczania, głównie w elektrociepłowniach, o nakładach inwestycyjnych około 3,2 mld zł (po cenach 2007 r.) w przypadku utrzymania tych źródeł emisji w eksploatacji po 2015 r.:

- ✧ mokrych dla około 18 300 MW_t, obejmujących 121 kotłów z przedziału 50–225 MW_t, przechodzących do przedziału ≥ 500 MW_t,
- ✧ półsuchych bądź suchych dla około 1500 MW_t, obejmujących 43 kotły z przedziału < 50 MW_t, przechodzących do przedziału ≥ 225 MW_t.

Jednocześnie dla ciepłowni komunalnych termin ten byłby zbieżny z terminem wprowadzającym zaostrzone standardy emisji pyłu (01.01.2016 r.), wynikające z Rozporządzenia MŚ w sprawie standardów emisyjnych z instalacji z dnia 20 grudnia 2005 r. Standardy te spełniają również wymogi definicji „źródło–komin”.

W przypadku NO_x, przyjęcie definicji „źródło–komin” wymagałoby poniesienia przez elektrownie (z blokami energetycznymi o mocy 120 MW oraz pracujące w układzie kolektorowym) i elektrociepłownie nakładów inwestycyjnych w wysokości około 4,7 mld zł (po cenach 2007 r.). W sumie wysokość niezbędnych do poniesienia nakładów inwestycyjnych wyniosłaby około 8 mld zł.

Przy zakładanej likwidacji od 01.01.2008 r. derogacji imiennych pojawia się problem poważnych zagrożeń, wynikających z wdrożenia proponowanego rozwiązania dla funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE). Wynika to z następujących powodów:

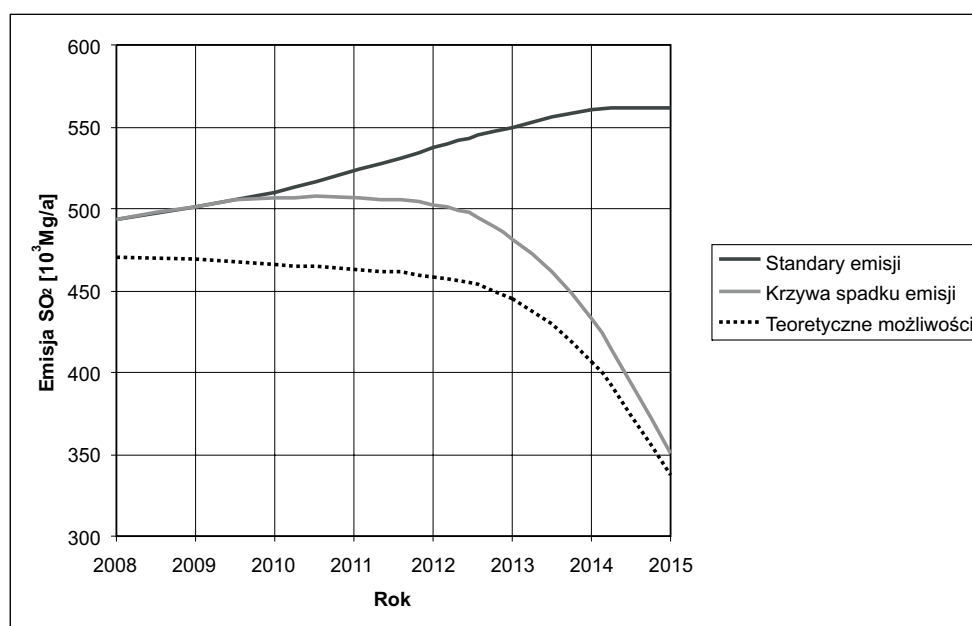
- ✧ nagłego, nieplanowanego ubytku około 3500 MW_e mocy systemowej, powodującego obniżenie rezerw ogółem, a w niektórych okresach nawet rezerw obligatoryjnie wymaganych w systemie,
- ✧ zmniejszenia się elastyczności w doborze źródeł wytwarzania wykorzystywanych do pracy regulacyjnej w systemie,
- ✧ ograniczenia możliwości spełnienia kryteriów niezawodności funkcjonowania systemu ze względu na wymagania dotyczące minimalnej liczby centralnie dysponowanych źródeł wytwarzania, pracujących na określonych napięciach sieci przesyłowej.

Dodatkowe ubytki mocy elektrycznej i ciepłej wystąpią także w elektrociepłowniach. Dla rozwiązania tego problemu proponuje się wprowadzenie:

- ✧ możliwości rozliczania się z obowiązujących od 01.01.2008 r. standardów emisji na poziomie zakładu do daty przejścia na definicję źródła emisji „źródło–komin”,
- ✧ części bloków systemowych, szczególnie ważnych dla spełnienia kryterium niezawodności funkcjonowania systemu, do grupy bloków zgłaszanych do pracy w reżimie 20 000 godz. w latach 2008–2015,
- ✧ systemu handlu emisjami SO₂, NO_x,
- ✧ możliwości produkcji energii przez źródła wytwarzania objęte likwidowanymi derogacjami imiennymi po zapewnieniu pokrycia jej odpowiednią ilością uprawnień do emisji z rezerwy centralnej, utworzonej z różnicy pułapów emisji odpowiadających

standardom emisji i możliwościom technologicznym (tab. 3), uzupełnionych w miarę potrzeb poprzez zakupy na rynku emisji. Przy czym rezerwa ta rozdysponowana według określonych kryteriów byłaby w kolejnych latach ograniczana od 100% w 2008 r. do 10% w 2015 r. Rozwiązanie to stanowiłoby rekompensatę za rezygnację z derogacji imiennych, co przedstawia rysunek 1,

- ✧ możliwości zwolnienia z opłat za korzystanie ze środowiska po uzyskaniu przez poszczególne źródła emisji tzw. wskaźników technologicznych emisji SO_2 i NO_x , zgodnie z opracowaniem Ministerstwa Środowiska – lipiec 2007 r. [10].



Rys. 1. Projekcja rezerwy centralnej emisji SO_2 (przykład)

Fig. 1. The projection of the reserve of the central emission SO_2 (the example)

Powyższe rozwiązania pomimo przekroczenia ram dyrektywy LCP zmierzają do stopniowego ograniczania emisji, zwłaszcza SO_2 , i złagodzenia zagrożeń dla niezawodnego funkcjonowania KSE w latach 2008–2012, spowodowanego wymogami ekologicznymi. Zagrożenia te zaczną ponownie wzrastać po 2012 r. w przypadku zaniechań organów właścicielskich i inwestorów strategicznych w obszarze wymiany i budowy nowych mocy, gdy szereg źródeł wytwarzania zużytych technicznie oraz objętych derogacjami naturalnymi będzie sukcesywnie likwidowanych. Należy przy tym podkreślić, że tylko w energetyce zawodowej około 50% mocy zainstalowanej w ciepłych źródłach wytwarzania zbliża się lub przekracza obecnie 40 lat eksploatacji i wymaga wymiany w okresie do 2020 r.

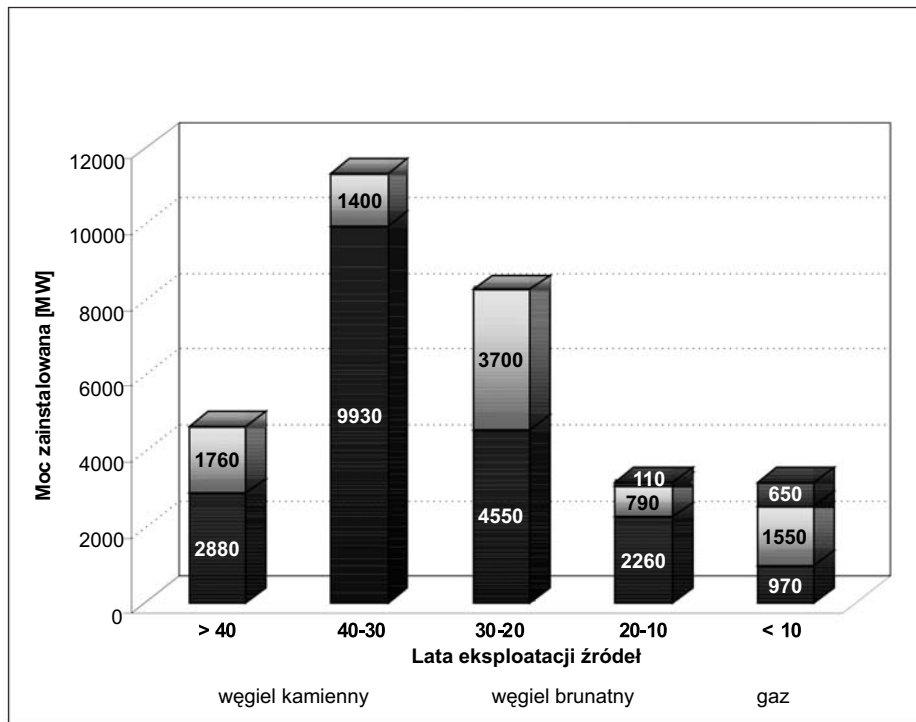
Bilans mocy źródeł wytwarzania objętych derogacjami naturalnymi oraz rozkład wiekowy mocy zainstalowanej w źródłach ciepłych energetyki zawodowej przedstawiono w tabeli 4 oraz na rysunku 2.

TABELA 4. Derogacje naturalne

TABLE 4. Natural derogations

Podsektor	MW _e	MW _t ¹
EZ	1 573	–
EC	282	3 168
EP	87	775
PEC	–	588
Razem	1 942	4 531

¹ Kotły wodne i parowe produkujące parę technologiczną.



Rys. 2. Wiek ciepłych źródeł wytwarzania energetyki zawodowej

Fig. 2. The age of thermal sources of the power industry production

Potrzeba wymiany znacznej wielkości elektrycznej mocy zainstalowanej ze względu na zużycie techniczne i niską sprawność wytwarzania, stwarza warunki do zintensyfikowania dywersyfikacji paliwowej produkcji energii.

3. Emisja CO₂

Brak długookresowych strategii rozwoju gospodarki obejmującej m.in. politykę dywersyfikacji paliwowej produkcji energii prowadzi do podtrzymania jej struktury węglowej i ciągłego wzrostu emisji CO₂, wbrew oczekiwaniom Unii Europejskiej. Przy tym przedkładana w kolejnych politykach energetycznych Polski argumentacja o znaczącej zależności polskiej gospodarki od węgla oraz ograniczeniu jej rozwoju lub zwiększeniu kosztów rozwoju w wyniku przyjęcia opcji bardziej zaawansowanej redukcji emisji CO₂, nie znajduje zrozumienia w Komisji Europejskiej. Świadczy o tym zastrzenie w stosunku do lat 2005–2007 wymagań w zakresie redukcji emisji CO₂ na lata 2008–2012 w ramach EU ETS. Ograniczenie w tych latach średniorocznego limitu emisji do 208,5 mln Mg jest następstwem przewymiarowania naszych potrzeb dotyczących ilości uprawnień do emisji CO₂ w latach 2005–2007, wynoszących 239,1 mln Mg średniorocznie, wobec wyemitowania zaledwie 203,1 i 209,0 mln Mg w latach 2005 i 2006 [9]. Zatem zastrzenie wymagań na II okres rozliczeniowy EU ETS zmierza do wymuszenia procesu rzeczywistej redukcji emisji CO₂, zgodnie z polityką klimatyczną UE.

Warto przy tym podkreślić zmieniające się w okresie kilku lat oczekiwania UE w stosunku do Polski w obszarze redukcji emisji gazów cieplarnianych, w tym CO₂. Oczekiwania te wyrażone w szeregu opracowaniach ośrodków unijnych, publikowanych od 2003 r., w porównaniu z dokumentem „Polityka energetyczna Polski do 2025 r.” [4] zestawiono w tabeli 5, uwzględniając kolejne edycje tzw. „scenariuszy bazowych” [8]. Przy tym przywołane opracowania unijne, choć nie mają formalnych umocowań prawnych, to stanowią podstawę wypracowania takich dokumentów przez Komisję Europejską i przyjmowanych przez UE aktów prawnych.

TABELA 5. Projekcje wielkości emisji CO₂ w sektorze energetycznym [mln Mg]

TABLE 5. Projections of the CO₂ emission levels [mln Mg] in the energy sector

Projekcje	Lata					
	2005	2010	2015	2020	2025	2030
[8.1]	149,70	160,80	171,00	184,90	193,50	200,90
[8.2]	162,40	168,10	171,00	170,60	166,30	157,70
[8.3]	157,30	164,60	174,60	178,10	178,70	170,60
Polityka energetyczna:						
wariant węglowy	–	161,60	171,90	194,30	214,80	–
wariant gazowy	–	163,90	167,40	177,30	192,50	–
wariant efektywnościowy	–	159,80	158,90	169,00	180,40	–

Źródło: European Energy and Transport – trends to 2030, 2003 r.; European Energy and Transport – trends to 2030, update 2005, 2006 r.; Poland: Draft Baseline Scenario, NTU of Athens 2007 r.

Dla oceny stopnia oczekiwanej redukcji emisji CO₂ istotne jest porównanie krajowych i unijnych prognoz wielkości produkcji energii elektrycznej [4, 5, 8], mających przy określonej strukturze paliwowej znaczny wpływ na prognozy wielkości emisji, co przedstawia tabela 6.

TABELA 6. Prognozy produkcji energii elektrycznej, wskaźniki emisji [TW·h]/[Mg CO₂/MW·h]

TABLE 6. Prognoses of the energy production, emission indicators [TW·h]/ [MgCO₂/MW·h]

Projekcje	Lata				
	2010	2015	2020	2025	2030
Polityka energetyczna:					
wariant efektywnościowy	<u>165,2</u> 0,97	<u>184,1</u> 0,86	<u>211,9</u> 0,80	<u>252,7</u> 0,71	–
wariant węglowy	<u>168,3</u> 0,96	<u>191,7</u> 0,90	<u>225,6</u> 0,86	<u>273,1</u> 0,79	–
Analizy unijne:					
[8.1]	<u>182,9</u> 0,88	<u>218,7</u> 0,78	<u>261,0</u> 0,71	<u>295,4</u> 0,65	<u>327,2</u> 0,61
[8.2]	<u>167,1</u> 1,01	<u>195,1</u> 0,88	<u>224,1</u> 0,76	<u>257,3</u> 0,65	<u>281,8</u> 0,56
[8.3]	<u>168,8</u> 0,98	<u>188,7</u> 0,93	<u>208,6</u> 0,85	<u>233,2</u> 0,77	<u>249,8</u> 0,68

Uwaga: Dane z polityki energetycznej [4] uwzględniają skrajne scenariusze: efektywnościowy i węglowy.

Porównując wynikające z tabel 5–6 wielkości produkcji i emisji oraz wskaźniki produktowe emisji CO₂ można stwierdzić, że kolejne opracowania unijne uwzględniają w coraz większym stopniu specyfikę krajowego sektora energetycznego opartego na paliwach stałych, zwłaszcza wobec nowych uwarunkowań zewnętrznych, ograniczając przy tym wygórowane prognozy wzrostu produkcji. Do tych uwarunkowań należą:

- ✧ oceniane jako trwałe trendy znaczącego wzrostu cen ropy naftowej i gazu ziemnego,
- ✧ utrwalające się trendy zmian warunków klimatycznych (ocieplenie), ograniczające wzrost zapotrzebowania na energię,
- ✧ konieczność wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego, w tym poprzez ograniczanie zależności od importu paliw spoza UE.

W wymiarze praktycznym nie oznacza to jednak, że łagodzone wymagania w zakresie redukcji emisji CO₂ zostaną dotrzymane w świetle braku nadal długookresowej, kompleksowej polityki rozwoju krajowego sektora energetycznego, określającej możliwe do osiągnięcia w warunkach krajowych cele emisyjne oraz mechanizmy wsparcia. Przy tym wytyczone cele nie mogą całkowicie różnić się z oczekiwaniami unijnymi, wobec już istniejących zobowiązań ekologicznych, celami określonymi na szczycie UE w marcu 2007 r., tzw. „3x20” do 2020 r. oraz pałapami uprawnień do emisji CO₂, przydzielanymi w ramach EU ETS.

Istniejący stan stagnacji, przy braku rozwiązań systemowych, nie stwarza warunków do podejmowania optymalnych decyzji inwestycyjnych w obszarze wymiany i budowy nowych mocy wytwórczych oraz rozbudowy systemu przesyłowego energii, zapewniających znaczącą redukcję emisji CO₂, obciążonych wysokim ryzykiem (dywersyfikacja paliwowa – dostępność i ceny gazu, koszty infrastruktury). W tej sytuacji lata 2008–2012 należy uznać za praktycznie stracone w kontekście możliwości uzyskania efektów z przedsięwzięć inwestycyjnych ograniczających emisję CO₂ w energetyce zawodowej, odpowiedzialnej za około 45% krajowej emisji CO₂. Zatem przyznanie Polsce przez KE uprawnień do emisji CO₂ na ten okres w mocno okrojonej ilości (208,5 mln Mg), spowoduje konieczność ich zakupu w części brakującej do pokrycia krajowego zapotrzebowania na energię, przy zakładanym średnim wskaźniku wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną 3%/r. i ciepło 1%/r. [4]. Przy tym przyjmując do rozważań prognozy wielkości emisji CO₂ z sektora energetycznego na podstawie [8.3] w oszacowanej wysokości 172,6 mln Mg średniorocznie, niezbędny przydział uprawnień do emisji dla Polski w ramach EU ETS, uwzględniający zgłoszone skorygowane potrzeby przemysłu, musiałby wynieść bez rezerwy około 237,1 mln Mg (przemysł w [8.3] został oszacowany zaledwie na około 32 mln Mg, przy wykonaniu już w 2006 r. w wysokości około 57,6 mln Mg).

Wstępne analizy wskazują, że deficyt uprawnień dla sektora w latach 2008–2012 mógłby wówczas osiągnąć średniorocznie około 19,5 mln Mg CO₂, a koszty ich zakupu przekroczyć 2,15 mld zł rocznie. Dalsze perspektywy, po 2012 r. w przypadku utrzymania się trendów przyjętych w projekcie nowej „Polityki energetycznej Polski do 2030 r.” przedstawiają się bardziej niekorzystnie [5]. Nawet przy teoretycznym założeniu uzyskania przez sektor energetyczny przydziału uprawnień do emisji w zakładanej wyżej ilości na lata 2008–2012 i utrzymania jego wielkości w dalszych latach, deficyt uprawnień w latach 2013–2020 może osiągnąć średniorocznie wielkość około 40 mln Mg CO₂, przy średnich kosztach ich zakupu przekraczających 4,9 mld zł rocznie (po cenach 2007 r.). Wielkości kosztów wyliczono z uwzględnieniem prognozy cen uprawnień do emisji opracowanej przez Deutsche Bank, 24.07.2007 r.

Reasumując, w przypadku utrzymania nadal niskiego tempa rozwoju OZE, ograniczania dywersyfikacji paliwowej produkcji energii i niedostatecznego wykorzystania istniejących rezerw w zakresie racjonalizacji zużycia energii, wystąpiłaby konieczność poniesienia przez sektor energetyczny „bezproduktywnych” kosztów w wysokości około 50 mld zł w latach 2008–2020. Spowodowałoby to dodatkowy wzrost średnich kosztów wytwarzania energii w porównaniu do poziomu 2006 r. [7] przedstawiony w tabeli 7, niezależnie od trendów wzrostu cen podstawowych czynników produkcji. Przy tym użytkownicy energii w skrajnym przypadku zapłacą podwójnie; raz za ujęty w cenie zakup niezbędnych ilości uprawnień, a drugi raz za realizowane w przyszłości konkretne przedsięwzięcia inwestycyjne, ukierunkowane na faktyczną redukcję emisji CO₂. Problem stopnia wzrostu cen energii i ograniczenia „bezproduktywnie” ponoszonych kosztów środowiskowych będzie więc zależał od szybkości i zakresu realizowanych przedsięwzięć ograniczających emisję CO₂ w latach 2008–2020.

TABELA 7. Wzrost średnich kosztów wytwarzania energii elektrycznej i ciepła [%]

TABLE 7. The increase of average costs of the production of the electrical energy and heat [%]

Koszty wytwarzania	Lata	
	2008–2012	2013–2020
Ogółem:	8,9	21,0
energia elektryczna	7,7	17,7
ciepło	15,2	35,1

Uwaga: Wzrost kosztów wytwarzania energii elektrycznej i ciepła odzwierciedla koszty zakupu uprawnień do emisji rozdzielone proporcjonalnie do udziałów produkcji energii elektrycznej i ciepła w produkcji ogółem.

4. Koncepcja przedsięwzięć niezbędnych dla ograniczenia kosztów „bezproduktywnych” i utrzymania się sektora energetycznego w limitach uprawnień do emisji CO₂ wynikających z [8.3] w latach 2013–2020

Jak wynika z sygnałów docierających z UE, Komisja Europejska będzie dążyć, odpowiednio kształtując podaż uprawnień na rynku emisji (limity uprawnień dla krajów, ilość jednostek CER/ERU dopuszczonych na rynek), aby ceny uprawnień do emisji CO₂ (EUA) były czynnikiem wymuszającym decyzje związane z dywersyfikacją bazy paliwowej produkcji energii. Ekspertsi unijni przewidują zatem, że średnie ceny uprawnień w latach 2008–2020 będą kształtować się na poziomie 25 euro/Mg CO₂ w 2008 r. (prognoza Deutsche Bank, 24.07.2007 r.), wzrastając stopniowo do 35 euro/Mg CO₂ w 2020 r. Liniowy wzrost tych cen wykorzystano m.in. do oceny kosztów zakupu dodatkowych uprawnień do emisji (pkt 2).

Do uproszczonej analizy pożądaną strukturę paliwowej produkcji energii, umożliwiającej redukcję emisji CO₂ do poziomu 172,6 mln Mg średniorocznie w sektorze energetycznym obejmującym energetykę zawodową, przemysłową i ciepłownictwo komunalne, przyjęto następujące założenia:

- ✧ Niedobór uprawnień kompensują przedsięwzięcia w zakresie budowy nowych mocy wytwórczych na gazie i paliwach jądrowych oraz OZE. Przyjęto przy tym, że do 2020 r. nie zostaną uruchomione moce z własnej elektrowni atomowej, natomiast uzyskamy od 2016 r. 1000 MW mocy z elektrowni atomowej w Ignalinie, po wybudowaniu mostu energetycznego Polska–Litwa. Pociąga to za sobą konieczność przejścia w szerszym zakresie od przyjętego w polityce energetycznej na technologie gazowe, wobec braku możliwości uzyskania na szerszą skalę komercyjnie dostępnych technologii bezemisyjnego spalania paliw stałych z sekwestracją CO₂ przed 2020 r.

- ❖ Ilość brakujących uprawnień do emisji stanowi różnicę między wielkościami emisji CO₂, wynikającymi z obecnej struktury paliwowej sektora i średniorocznym limitem uprawnień do emisji przydzielonym przez KE, przy rocznym wskaźniku wzrostu produkcji energii elektrycznej 3% i ciepła 1% [4].
- ❖ Sukcesywna redukcja emisji CO₂ pozwala na uzyskanie uśrednionego w latach 2013–2020 poziomu emisji w wysokości 172,6 mln Mg, przy zakładanym wzroście produkcji energii elektrycznej i ciepła.

W wyniku przeprowadzonych obliczeń uzyskano szereg danych charakteryzujących sektor energetyczny w procesie zakładanych przekształceń. Dane te przedstawiono w kolejnych tabelach 8–11 dla lat węzłowych 2013, 2015, i 2020, istotnych dla oceny tempa niezbędnych przedsięwzięć inwestycyjnych, w tym koniecznych do zaawansowania jeszcze w latach 2008–2012.

TABELA 8. Struktura paliwowa produkcji energii [GW·h]

TABLE 8. Fuel structure of the energy production [GW·h]

Wyszczególnienie	Lata			
	2005	2013	2015	2020
Produkcja energii (ogółem)	260 179	301 029	314 728	351 764
w tym:				
węgiel kamienny	177 748	195 758	171 695	147 692
węgiel brunatny	54 912	55 000	55 370	52 632
gaz ziemny	6 203	24 350	56 980	98 960
inne paliwa	17 466	18 021	18 433	19 780
energia jądrowa ¹	–	–	–	8 000
paliwa odnawialne	3 850	7 900	12 250	24 700

Uwaga: Wielkości produkcji obejmują produkcję energii elektrycznej i ciepła przeliczonego na jednostki energii elektrycznej, stosując przelicznik fizyczny 1 kW·h = 3,6 MJ.

¹ Energia jądrowa z Ignalina.

TABELA 9. Prognoza zużycia paliw do produkcji energii [ktoe]

TABLE 9. The prognosis of the fuels consumption in the energy production [ktoe]

Wyszczególnienie	Lata			
	2005	2013	2015	2020
Węgiel kamienny	27 237	29 746	25 241	21 448
Węgiel brunatny	12 672	12 600	12 825	12 100
Gaz ziemny	1 740	2 482	5 753	9 988
Produkty naftowe	1 006	600	600	600
Energia jądrowa	–	–	–	1 732
Paliwa odpadowe	620	641	652	700
Paliwa odnawialne	853	1 710	2 652	5 347
Razem	44 128	47 779	47 723	51 915

TABELA 10. Prognoza emisji CO₂ w źródłach ciepłych wytwarzania energii podlegających EU ETS [tys. Mg]

TABLE 10. CO₂ emission projections in energy production heat sources under EU ETS [thousand Mg]

Wyszczególnienie	Lata		
	2013	2015	2020
Emisja (ogółem)	181 395	173 286	164 262
w tym:			
węgiel kamienny	118 487	100 039	85 716
węgiel brunatny	52 853	53 398	50 756
gaz ziemny	5 802	15 560	23 342
produkty naftowe	2 127	2 127	2 127
paliwa odpadowe	2 126	2 126	2 321

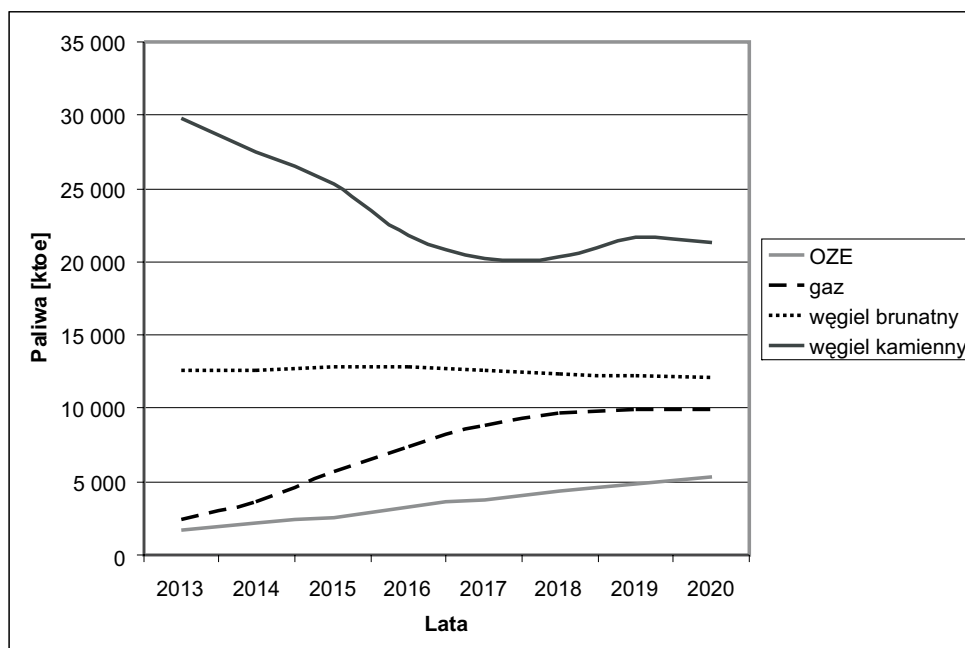
TABELA 11. Projekcja zmian struktury paliwowej produkcji energii [%]

TABLE 11. The projection of changes of the structure of fuel in energy production [%]

Wyszczególnienie	Lata			
	2005	2013	2015	2020
Paliwa stałe	90,4	88,6	79,8	64,6
w tym:				
węgiel kamienny	61,7	62,3	52,9	41,3
węgiel brunatny	28,7	26,3	26,9	23,3
gaz ziemny	3,9	5,3	12,0	19,3
produkty naftowe	2,4	1,2	1,2	1,1
paliwa odpadowe	1,4	1,3	1,4	1,3
energia jądrowa	–	–	–	3,3
paliwa odnawialne	1,9	3,6	5,6	10,4

Na podstawie uzyskanych wyników zawartych w tabelach należy podkreślić znaczny spadek zużycia węgla kamiennego oraz szybki wzrost zużycia gazu ziemnego (o ok. 10 mld m³), przy praktycznie stałym zużyciu węgla brunatnego kreującego najniższe ceny energii w okresie do 2020 r. w stosunku do poziomu z 2006 r. Jednocześnie konieczność ograniczania zużycia drogiego gazu ziemnego, przy założeniu uzyskania rozważanego poziomu emisji CO₂ w grupie źródeł podlegających EU ETS, zmusza do ograniczenia mocy i produkcji energii ze źródeł gazowych, uzupełnianej do wymaganego poziomu przez OZE (ok. 25 TW·h) – tabela 8. Przy czym wielkość mocy OZE jak i źródeł gazowych może być ograniczana poprzez działania w zakresie racjonalizacji zużycia energii.

Ponowny wzrost zużycia węgla kamiennego związany jest z budową nowych wysoko-sprawnych źródeł wytwarzania w technologiach spalania bezemisyjnego, w tym zgazowania węgla, uruchamianych głównie po 2020 r. Graficzną interpretację zmian struktury paliwowej produkcji energii dla głównych paliw przedstawiono na rysunku 3.



Rys. 3. Projekcja zmian zużycia podstawowych paliw w źródłach ciepłych objętych EU ETS

Fig. 3. The projection of the changes in the basic fuels use in the heat sources under EU ETS

W porównaniu z projekcjami krajowymi [4, 5], analizowana w artykule teoretyczna opcja nałożenia na sektor energetyczny zobowiązań w zakresie redukcji emisji CO₂ wynikających z [8.3] dla lat 2008–2012, wiąże się z ponad czterokrotnym wzrostem zużycia gazu ziemnego i około 70-procentowym wzrostem produkcji energii odnawialnej do 2020 r. Daje przy tym możliwość wykorzystania bezpowrotnie traconych kosztów zakupu, dodatkowych uprawnień do emisji CO₂ (ok. 50 mld zł) dla sfinansowania budowy systemowych i pracujących w skojarzeniu źródeł gazowych wytwarzania energii o pożądanej mocy około 10 GW_e i dodatkowo około 1,1 GW_e w OZE. Koszty wytwarzania zmodyfikowanego sektora energetycznego są praktycznie równoważne kosztom wytwarzania sektora o obecnej strukturze paliwowej, powiększonym o koszty zakupu dodatkowych uprawnień do emisji. Jednocześnie uzyskany w 2020 r. poziom emisji CO₂, wynoszący około 164,3 mln Mg, pozwoliłby na bezpieczne wejście w kolejny okres rozliczeniowy EU ETS. Niejako „przy okazji”, rozwiązany zostałby też problem nadmiernych emisji SO₂ i NO_x.

Należy podkreślić, że rozważane przedsięwzięcia inwestycyjne w sektorze nie uwzględniają kosztów dostosowania infrastruktury przesyłowej energii elektrycznej i gazu do zwiększonych potrzeb.

W przypadku podtrzymania przez KE dotychczas przyznanego średniorocznego limitu uprawnień do emisji dla Polski w wysokości 208,5 mln Mg CO₂, po uwzględnieniu zweryfikowanych, ograniczonych potrzeb przemysłu, dla sektora energetycznego pozostałby limit uprawnień do emisji w wysokości około 154 mln Mg/r., z uwzględnieniem rezerwy dla nowych jednostek wytwórczych uruchamianych w latach 2008–2012 [9].

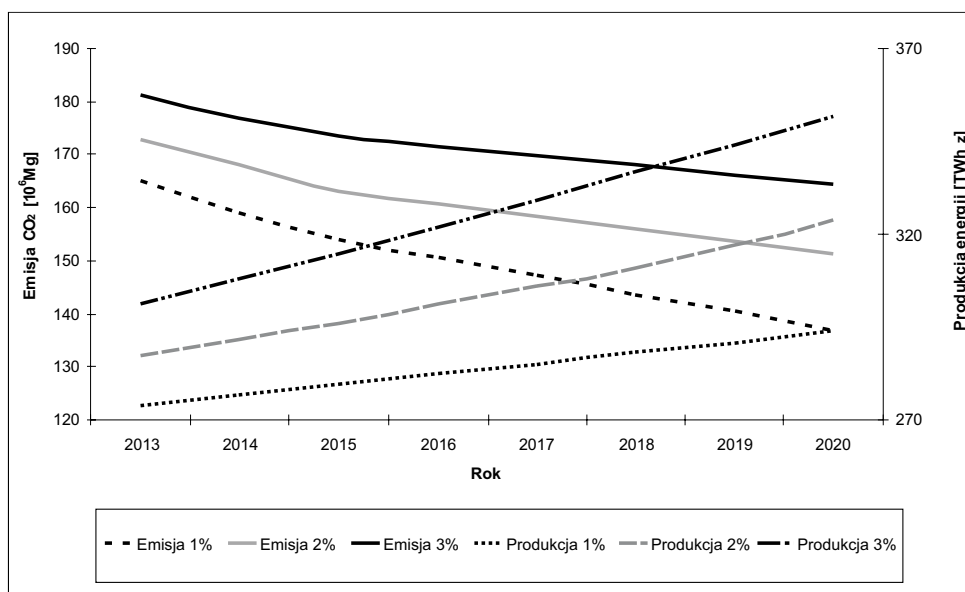
Wówczas „bezproduktywne” koszty zakupu dodatkowych uprawnień do emisji CO₂ mogłyby w skrajnym przypadku, przy niedostatecznych działaniach opisanych w pkt. 2, osiągnąć w latach 2008–2020 wysokość około 120 mld zł (po cenach 2007 r.). Skutkowałoby to wzrostem średnich kosztów wytwarzania energii w stosunku do poziomu 2006 r. przedstawionym w tabeli 12.

TABELA 12. Wzrost średnich kosztów wytwarzania energii elektrycznej i ciepła [%]

TABLE 12. The increase of average costs of the production of the electrical energy and heat [%]

Wyszczególnienie	Lata	
	2008–2012	2013–2020
Ogółem:	20,5	46,0
energia elektryczna	18,4	41,7
ciepło	32,3	70,0

Wielkość emisji CO₂, przy określonej strukturze paliwowej zależy od rzeczywistego wzrostu produkcji. Zależności te dla lat 2013–2020 przedstawiono na rysunku 4, przy uwzględnieniu struktury paliwowej produkcji energii ujętej w tabeli 8 i zmiennego wskaźnika wzrostu produkcji energii elektrycznej w przedziale 1–3% średniorocznie i ciepła 1%, w stosunku do poziomu 2005 r. Należy przy tym podkreślić, że niezależnie od przyjętej



Rys. 4. Prognoza produkcji energii i emisji CO₂ w funkcji zmian wskaźnika wzrostu produkcji energii elektrycznej

Fig. 4. The prognosis of the energy production and the CO₂ emission in the function of changes of the indicator of the increase of energy production

metodyki rozdziału drastycznie ograniczonej ilości uprawnień do emisji CO₂, gospodarka krajowa poniesie dodatkowe „beziproduktywne” koszty w wysokości 15–21 mld zł już w najbliższych pięciu latach. Będzie to zależne w tych latach głównie od stopnia poprawy efektywności użytkowania energii oraz wzrostu mocy i produkcji OZE.

Wnioski

- ✧ Oceniając dotychczasowe działania i występujące trudności w realizacji wymogów ekologicznych UE należy stwierdzić, że organy rządowe i sektor energetyczny nie są nadal gotowi do podjęcia spójnych działań w sprawie przygotowania warunków realizacji zobowiązań emisyjnych w zakresie SO₂ i NO_x oraz zmierzających do uruchomienia niezbędnego pakietu przedsięwzięć inwestycyjnych w zakresie dywersyfikacji paliwowej oraz wymiany i budowy nowych mocy, umożliwiających znaczną redukcję emisji CO₂, w latach 2013–2020 i dalszych.
- ✧ Wynikające z dotychczasowych strategii rozwoju sektora energetycznego zawartych w kolejnych politykach energetycznych prognozy emisji SO₂, NO_x i CO₂, mają tendencję wzrostową, rozbieżną z oczekiwaniami UE. Przy tym, jak wykazano w niniejszym artykule, wyrażana w nich opcja praktycznie podtrzymywania struktury węglowej produkcji energii, generująca dodatkowe „beziproduktywne” koszty w ramach uczestnictwa w EU ETS, może przynieść odwrotne do oczekiwanych, negatywne skutki, w postaci wzmoczonego tempa wzrostu kosztów funkcjonowania gospodarki i ograniczeń w dysponowaniu potencjałem wytwórczym energetyki już w najbliższych latach.
- ✧ Należy pilnie wyciągnąć wnioski z dotychczasowych niepowodzeń w kontaktach z Komisją Europejską w sferze realizacji zobowiązań i wymogów ekologicznych oraz zaprzestać praktyki minimalizowania ich znaczenia w kolejnych opracowaniach, mających rangę dokumentów rządowych. W tym celu niezbędne jest przyjęcie w ramach przygotowywanej, nowej strategii rozwoju sektora energetycznego, długofalowego programu dywersyfikacji paliwowej produkcji energii i przygotowanie dobrze uzasadnionej strategii redukcji emisji CO₂ przed zbliżającymi się negocjacjami dotyczącymi dalszej redukcji emisji gazów cieplarnianych po roku 2012. Przy czym wypracowanie nowej strategii rozwoju, uwzględniającej potrzebę głębszego ograniczenia emisji CO₂, pozwoli osiągnąć dalszą redukcję emisji SO₂ i NO_x, uniknąć podejmowania błędnych i nie-trafnych decyzji inwestycyjnych oraz nieracjonalnych rozwiązań systemowych.
- ✧ Wobec niemożności zrealizowania przez Polskę obowiązku dotrzymania limitów emisji SO₂ i NO_x, zawartych w Traktacie o Przystąpieniu, pomimo podejmowanych wysiłków, należy odstąpić od tych limitów, realizując własną drogę redukcji emisji tych zanieczyszczeń. W związku z tym niezbędne jest pilne podjęcie decyzji rządowej o realizacji wymogów ekologicznych wynikających z dyrektywy 2001/80/WE poprzez standardy emisji z rozważeniem rezygnacji z derogacji zapisanych w ToP. Dla zapewnienia wystarczalności produkcji energii i bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w latach

2008–2012 wymaga to być może trudnego dla rządu, lecz koniecznego przekroczenia ram ww. dyrektywy, z ewentualnym wykorzystaniem rozwiązań zaproponowanych w niniejszym artykule.

- ✧ Należy uznać, że istniejąca luka technologiczna związana z kosztownym, bezemisyjnym spalaniem paliw stałych ma szansę zostać zniwelowana poprzez komercyjnie dostępne, nowe technologie na przełomie lat dwudziestych. Wobec powyższego, uwzględniając zużycie techniczne i wiek większości z istniejących źródeł wytwarzania energii, niezbędny jest znaczny udział źródeł gazowych w odtworzeniu i budowie nowych mocy w latach 2013–2020, przy ograniczeniu budowy w tym okresie wysokosprawnych, nowych źródeł węglowych (parametry nad- i superkrytyczne).
- ✧ Wobec konieczności przeorientowania dotychczasowych strategii, sektor paliwowy powinien pilnie uzyskać niezbędne dane dla przygotowania się do zmieniających się, w stosunku do określonych obecnie celów i warunków działania.
- ✧ Przyznany obecnie restrykcyjny limit uprawnień w wysokości 208,5 mln Mg nie jest możliwy do dotrzymania. Nie może być również skutecznym narzędziem wymuszającym przedsięwzięcia w zakresie znacznego ograniczenia emisji CO₂ w okresie najbliższych pięciu lat. Przynosi on jedynie „bezproduktywny” wzrost kosztów rozwoju gospodarki, co nie powinno, wobec naruszenia zasad konkurencyjności i dodatkowego, nadmiernego wzrostu kosztów utrzymania indywidualnych odbiorców, leżeć w interesie UE.
- ✧ Uniknięcie konieczności poniesienia przez gospodarkę dodatkowych kosztów zakupu uprawnień do emisji w latach 2008–2012 wymagałoby przydziału uprawnień dla Polski (w ramach EU ETS) w wysokości około 245,3 mln Mg. Każde zmniejszenie przydziału wiąże się ze wzrostem kosztów funkcjonowania gospodarki. Wydaje się przy tym, na bazie przedstawionej w artykule uproszczonej analizy, że ilość uprawnień możliwa do przyjęcia w kontekście kondycji ekonomicznej gospodarki wynosi około 237,1 mln Mg. Wiązałoby się to z wydatkowaniem około 11 mld zł (po cenach 2007 r.) na zakup dodatkowych uprawnień w tym okresie.
- ✧ Najkorzystniejsze dla Polski byłoby uzyskanie w skrajnym przypadku przydziału uprawnień w wysokości około 230 mln Mg na lata 2008–2020 z opcją głębszej redukcji emisji CO₂ w latach 2021–2030, przy wykorzystaniu energii jądrowej i bezemisyjnego spalania węgla. Pozwoliłoby to, ze względu na wydłużenie przedziału czasowego do 13 lat, na rzeczywistą realizację niezbędnych, optymalnych przedsięwzięć w zakresie redukcji emisji CO₂ i uniknięcie w znacznej części „bezproduktywnych” kosztów zakupu dodatkowych uprawnień. Stanowiłoby jednocześnie znaczące wyzwanie dla gospodarki.
- ✧ Realizacja aktywnej polityki ekologicznej w horyzoncie średnio- i długoterminowym wymaga w sferze dywersyfikacji paliwowej, budowy nowych mocy wytwórczych i rozbudowy systemu przesyłowego energii elektrycznej, likwidacji barier wynikających z obecnie obowiązujących przepisów prawa.
- ✧ Spójne działania dla uzyskania optymalnego rozwoju sektorów: energetycznego i paliwowego, respektujących wymogi ekologiczne UE i interes państwa wymagają odrębnej, kompleksowej ustawy sejmowej, porównywalnej z rozwiązaniami przyjętymi dla przedsięwzięcia jakim jest Euro 2012. Jest to szczególnie istotne wobec zróżnicowanej struktury właścicielskiej KSE i rozproszonej pomiędzy poszczególne resorty i struktury

podlegające rządowi odpowiedzialności za kompleks paliwowo-energetyczny, mające często odmienne, bądź niedostatecznie sprecyzowane poglądy na jego rozwój w kontekście bezpieczeństwa elektroenergetycznego państwa.

Literatura

- [1] Traktat o Przystąpieniu Rzeczypospolitej do Unii Europejskiej.
- [2] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2001/80/WE z dnia 23 października 2001 r. w sprawie ograniczania emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych źródeł spalania paliw (LCP).
- [3] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dn. 20 grudnia 2005 r. w sprawie standardów emisyjnych z instalacji.
- [4] Polityka energetyczna Polski do 2025 r. – dokument przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 4 stycznia 2005 r.
- [5] Polityka energetyczna Polski do 2030r. (projekt – wrzesień 2007 r.).
- [6] Statystyka Energetyczna Polski, ARE S.A., wrzesień 2006 r.
- [7] Wyniki ekonomiczno-finansowe przedsiębiorstw elektroenergetyki zawodowej w 2006 r., ARE S.A., kwiecień 2007 r.
- [8] Krajowe plany rozdziału uprawnień do emisji gazów cieplarnianych; KPRU I i KPRU II (projekt).
- [8.1] European Energy and Transport – trends to 2030; 2003 r.
- [8.2] European Energy and Transport – trends to 2030, update 2005 r.; 2006 r.
- [8.3] Poland: Draft Baseline Scenario, NTU of Athens; 2007 r.
- [9] GAJDA A., 2007 – Opracowanie wskaźników technologicznych SO₂ i NO_x. Ministerstwo Środowiska, lipiec 2007 r.
- [10] GAJDA A., BARC W., JAWORSKI W., 2003 – Energetyka polska – konsekwencje negocjacji z UE dotyczących dyrektywy 2001/80/WE. Biuletyn Miesięczny, PSE S.A., kwiecień 2003.
- [11] GAJDA A., 2004 – Energetyka zawodowa – Ograniczone możliwości redukcji emisji CO₂ w perspektywie 2020 roku. Biuletyn Miesięczny, PSE S.A., lipiec/sierpień 2004.
- [12] GAJDA A., 2004 – Wpływ wymogów ekologicznych UE na kształt podsektora wytwarzania energii do 2020 r. Parlamentarny Zespół ds. Absorpcji Funduszy Europejskich, lipiec 2004.
- [13] GAJDA A., BARC W., 2005 – Wstępna ocena sytuacji w sektorze elektroenergetycznym w związku z wycofaniem się rządu RP z zapowiedzi renowacji zobowiązań Traktatu Akcesyjnego w zakresie wdrożenia dyrektywy 2001/80/WE. Materiał wewnętrzny, PSE – Operator S.A., luty 2005.
- [14] Gajda A., 2005 – Polski sektor energetyczny w świetle debaty nt. europejskiej strategii klimatycznej. Ocena teoretycznych warunków spełnienia zamierzeń UE w kontekście „Polityki Energetycznej Polski do 2025 r.”, Materiał wewnętrzny, PSE – Operator S.A., listopad 2005.
- [15] GAJDA A., 2007 – Polski sektor elektroenergetyczny w świetle scenariuszy bazowych redukcji emisji CO₂, w Unii Europejskiej w okresie do 2030 r., Materiał wewnętrzny, listopad 2007 r.
- [16] MELKA K., MAJCHRZAK T., 2008 – Wariantowa koncepcja działań technologicznych i ekonomicznych dla ciepłowni komunalnej w odniesieniu do wymogów ekologicznych w zakresie ochrony powietrza atmosferycznego. AE w Poznaniu, czerwiec 2008.

Adam GAJDA, Krzysztof MELKA

Possibilities and threats in the adaptation of the energy sector to accepted by Poland of commitments and requirements of ecological Unions of European

Abstract

The paper gives an expert review of the energy sector situation after accession of Poland into the European Union. The sector makes an effort to achieve European ecological requirements. The paper focuses on energy combustion emission standards of such pollutants as SO₂, NO_x and CO₂.

The authors aimed to define conditions and proposals of sectorial solutions which are essential to achieve required capacities under certain assumptions. Ventures of the necessary emission reduction are analysed, among them the sectorial fuel diversification as a way of CO₂ emission reduction. The energy production costs caused by ecological requirements were estimated.

The analysis and prognosis calculations for 2008–2020 period crucial for energy sector were done upon sectorial data of the years 2005 and 2006. Commercial accessibility of production technology was considered as it delivers high level of emission reduction. Relevant studies of the period 2000–2030, carried out by the European centres between 2003 and 2007, were also analyzed. Finally, a series of data was generated, making a characteristic of the process of achieving ecological targets of the sector. One of them is keeping up with the constant annual level of the 172.6 million of the CO₂ emission allowances during the whole analyzed period.

KEY WORDS: the energy sector, gas-pollutions, the emission reduction, technologies of the power industry fuels, ecological costs