

Janusz SOWIŃSKI\*

## Analiza wpływu na polski system energetyczny propozycji Dyrektywy IED w sprawie zintegrowanego zapobiegania zanieczyszczeniom i ich kontroli

**STRESZCZENIE.** Celem artykułu jest usystematyzowanie problemu wymagań środowiskowych stawianych przez UE elektrowniom i elektrociepłowniom. Została przeprowadzona analiza wpływu uregulowań dotyczących emisji tlenków azotu, dwutlenku siarki, dwutlenku węgla i pyłów lotnych oraz nakładanych obowiązków stopniowego wypełniania ograniczeń w tym zakresie na sektor energetyczny. Polska gospodarka energetyczna oparta na węglu kamiennym i brunatnym będzie ponosić duże koszty z tytułu zaostrzenia limitów emisyjnych. Zapisy proponowanej dyrektywy IED wiążą się z poważnymi skutkami dla polskich elektrowni, elektrociepłowni i ciepłowni.

**SŁOWA KLUCZOWE:** polityka energetyczno-środowiskowa, emisje zanieczyszczeń do atmosfery

### Wprowadzenie

Główne cele polityki energetyczno-środowiskowej Unii Europejskiej określa pakiet klimatyczny 3×20% sformułowany w dokumencie Commission of the European Communities, 2007 – An Energy Policy for Europe, Brussels, 10.1.2007, COM(2007) [1]. Na

---

\* Dr inż. – Instytut Elektroenergetyki, Politechnika Częstochowska, e-mail: jansow@el.pcz.czyst.pl

funkcjonowanie sektora elektroenergetycznego mają wpływ następujące obowiązujące uregulowania prawne UE [7]:

- ✧ Dyrektywa Rady 96/61/WE z 24 września 1996 r. w sprawie zintegrowanego zapobiegania zanieczyszczeniom i ich kontroli (tzw. dyrektywa IPPC).
- ✧ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2001/80/WE z 23 października 2001 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych źródeł spalania paliw (tzw. dyrektywa LCP).
- ✧ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2001/81/WE z 23 października 2001 r. w sprawie krajowych limitów emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza (tzw. dyrektywa NEC).
- ✧ Traktat o Przystąpieniu Rzeczypospolitej Polskiej do UE.
- ✧ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (tzw. dyrektywa ETS).
- ✧ Dyrektywa 2009/31/WE dotycząca geologicznego składowania CO<sub>2</sub> (tzw. dyrektywa CCS).

Obecnie przygotowywana jest modyfikacja dyrektywy IPPC. Nowa dyrektywa nazwana Industrial Emissions Directive (IED) ma zastąpić szereg dyrektyw m.in. dyrektywę 96/61/WE (IPPC) i dyrektywę 2001/80/WE (LCP). Stąd wyniknęła konieczność omówienia poniżej głównych tez obowiązujących uregulowań dotyczących wpływu energetyki na środowisko.

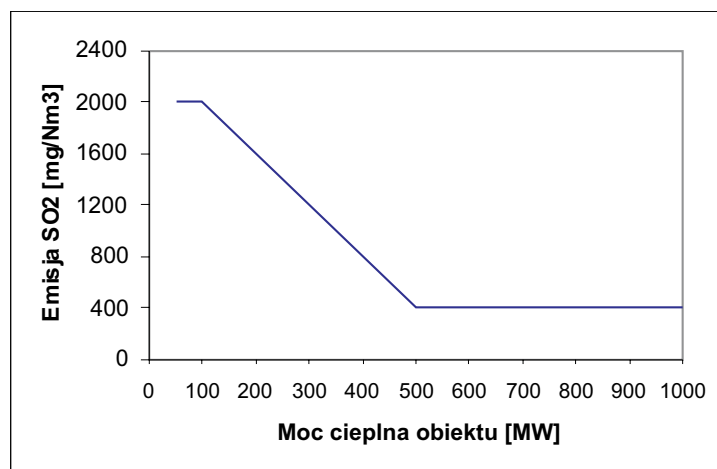
## 1. Dyrektywa LCP

Dyrektywa 2001/80/WE w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych źródeł spalania, tzw. dyrektywa LCP [7], dotyczy dużych źródeł o mocy cieplnej kotła powyżej 50 MW oraz źródeł emisji o łącznej mocy powyżej 50 MW pracujących na jeden komin. Kryterium to spełnia cała polska energetyka zawodowa oraz duża część energetyki przemysłowej i komunalnej. Zgodnie z zapisami dyrektywy elektrownie, elektrociepłownie i ciepłownie mają ograniczać emisję ditlenku siarki, tlenków azotu i pyłów. Dopuszczalne wartości współczynników emisji SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> i pyłów dla różnych paliw zawierają załączniki III–VII dyrektywy. Dla polskiej energetyki najistotniejsze są ograniczenia emisji w zakresie paliw stałych. Na rysunku 1 przedstawiono dopuszczalne wartości współczynników emisji SO<sub>2</sub>, które mają spełniać nowe i istniejące obiekty.

Natomiast w zakresie dopuszczalnych współczynników emisji NO<sub>x</sub> wartości zestawiono w tabeli 1.

W tabeli 2 zamieszczono dopuszczalne wartości współczynników emisji pyłu wyrażone w mg/Nm<sup>3</sup>.

Standardy emisyjne wynikające z dyrektywy LCP zostały wdrożone Rozporządzeniem Ministra Środowiska z 20 grudnia 2005 r.



Rys. 1. Dopuszczalne wartości współczynników emisji SO<sub>2</sub> w mg/Nm<sup>3</sup> dla nowych i istniejących obiektów [7]

Fig. 1. Emission limit values for SO<sub>2</sub> in mg/Nm<sup>3</sup> in new and existing plants [7]

TABELA 1. Dopuszczalne wartości emisji NO<sub>x</sub> wyrażone w mg/Nm<sup>3</sup> dla paliw stałych [7]

TABLE 1. Emission limit values for NO<sub>x</sub> in mg/Nm<sup>3</sup> for fossil fuels [7]

Moc cieplna obiektu MW	Wartości dopuszczalne emisji NO <sub>x</sub> mg/Nm <sup>3</sup>
50–500 MW:	600
>500 MW:	500
Od dnia 1 stycznia 2016 r.	
50–500 MW:	600
>500 MW:	200

W celu ograniczenia skutków dyrektywy LCP wprowadzono zapis, że standardy emisyjne dla istniejących źródeł – dla których eksploatację rozpoczęto przed dniem 29.03.1990 r. i przy deklaracji, że źródło nie będzie użytkowane dłużej niż do 31.12.2015 r., a czas jego pracy w okresie 01.01.2008 r.–31.12.2015 r. nie przekroczy 20 000 godzin – pozostają na mniej rygorystycznym poziomie (wykaz źródeł w pkt IV załącznika do dyrektywy).

Tabela 2. Dopuszczalne wartości współczynników emisji pyłu dla nowych i istniejących obiektów [7]

Table 2. Emission limit values of coefficients of particulate matter in new and existing plants [7]

Nominalna moc cieplna [MW]	Wartości dopuszczalne emisji pyłów [mg/Nm <sup>3</sup> ]
≥ 500	50
< 500	100

Optymalną strategią postępowania może być wypełnienie norm emisji przez każdy obiekt podlegający ograniczeniom lub spełnienie zbiorczych ograniczeń dla całego sektora w ramach Krajowego Planu Redukcji Emisji (KPRE), narzuconego przez UE.

## 2. Dopuszczalne poziomy emisji zgodne z dyrektywą NEC

Dyrektywa 2001/81/WE w sprawie krajowych poziomów emisji dla niektórych rodzajów zanieczyszczeń powietrza [7] nakłada na państwa członkowskie UE po roku 2010 ograniczenia emisji ditlenku siarki, tlenków azotu, lotnych związków organicznych (LZO) i amoniaku ( $\text{NH}_3$ ) do poziomów określonych dla 15 krajów w wysokości: 3634 kt  $\text{SO}_2$ , 5923 kt  $\text{NO}_x$ , i 5581 kt LZO (art. 4). W tym celu od 2002 roku ustanowiono program stopniowego dochodzenia do wyznaczonych pułapów emisji. Niespełnienie wymagań emisyjnych po 2010 roku ma skutkować nakładaniem kar na państwa przekraczające limity.

Polska została członkiem Unii Europejskiej od 1 maja 2004 r. na mocy Traktatu Akcesyjnego podpisanego 16 kwietnia 2003 r. w Atenach. Polskę obowiązują zapisy o pułapach emisji wynikające z Traktatu Akcesyjnego.

## 3. Wspólnotowy system handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych – dyrektywa ETS

System handlu emisjami EU ETS [6, 7] obejmuje 27 państw członkowskich wraz z Islandią, Lichtensteinem oraz Norwegią i jest systemem otwartym dla państw z innych części świata. Jest to rynkowo zorientowany instrument ekonomiczny polityki środowiskowej. Zasady handlu uprawnieniami do emisji określiła Dyrektywa 2003/87/WE. Zbiorczy limit emisji dla grupy emitatorów w kolejnych etapach, zwanych okresami handlowymi, rozdzielany jest w postaci zbywalnych uprawnień. Każde źródło w sektorach przemysłowych europejskich systemu ETS (obecnie ok. 11 tys. instalacji w sektorze wytwarzania energii i w przemyśle, a od 2012 również w transporcie lotniczym) na koniec okresu rozliczeniowego musi posiadać nie mniejszą liczbę uprawnień od ilości wyemitowanego  $\text{CO}_2$ . Przekroczenie emisji ponad liczbę uprawnień związane jest z opłatami karnymi.

Dyrektywa 2003/87/WE o handlu emisjami wprowadziła trzyletni okres pilotażowy obejmujący lata 2005–2007. Pierwsza faza funkcjonowania systemu miała zapoczątkować rozwój mechanizmów i infrastruktury do wdrożenia i monitorowania instrumentów giełdowych oraz przetestować kształtowanie się cen uprawnień. W drugiej fazie obejmującej lata 2008–2012 wdrożono bardziej restrykcyjne limity przydziałów emisji. Komisja Europejska obniżyła wysokość przydziałów do 93,5% poziomu z 2005 r. Zgodnie z Roz-

porządzeniem Rady Ministrów z dn. 01.07.2008 r. (Dz.U. Nr 202, poz. 1248) całkowita liczba uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> na okres rozliczeniowy 2008–2012 wynosi 1 042 576 975, w tym dla instalacji do spalania paliw (E1) 857 549 870. Rada Ministrów szacuje, że przyznane limity dla sektora energetycznego są o około 11% niższe od spodziewanych emisji, co według ocen rządu spowoduje wzrost cen energii o około 4%.

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady UE 2009/29/WE przyjęta 23 kwietnia 2009 r. [7] zmienia Dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych. System ma wspierać redukcję gazów cieplarnianych w sposób ekonomicznie uzasadniony. Dyrektywa wprowadza jednolitą procedurę nieodpłatnych uprawnień, które są określane na poziomie unijnym. W fazie trzeciej od 2013 roku liczba bezpłatnych uprawnień zostanie ograniczona do 80% poziomu bazowego (z okresu 2005–2008) i w kolejnych latach będzie corocznie równomiernie zmniejszana do 30% w roku 2020, aż do całkowitej likwidacji bezpłatnych uprawnień w roku 2027. W Polsce proces będzie bardziej skomplikowany, bo art. 10c dyrektywy przewiduje możliwość przejściowego przydziału nieodpłatnych uprawnień na modernizację źródeł wytwarzania energii elektrycznej. Wymaga to opracowania planu inwestycji w zakresie modernizacji i poprawy infrastruktury elektroenergetyki oraz czystych technologii energetycznych.

#### 4. Wymagania wynikające z dyrektywy CCS

Dyrektywa 2009/31/WE dotycząca geologicznego składowania CO<sub>2</sub> [7] ustanawia organizacyjne i prawne ramy bezpiecznego składowania dwutlenku węgla. Na składowisko można wybrać tylko taką formację geologiczną, która nie powoduje znaczącego ryzyka wycieku, zagrożenia dla środowiska i uszczerbku dla zdrowia. Dla energetyki bardzo istotny jest art. 33 dyrektywy, który formułuje wymagania dotyczące nowobudowanych bloków o mocy powyżej 300 MW. Operatorzy mają obowiązek dokonać sprawdzenia, czy dostępne są składowiska CO<sub>2</sub>, czy jest możliwość wykonania instalacji transportowych oraz czy jest możliwa modernizacja obiektów energetycznych i dobudowanie instalacji CCS. To ostatnie wymaganie jest właściwie preferowaniem technologii *post-combustion* wychwytywania CO<sub>2</sub>.

#### 5. Wymagania stawiane energetyce w Traktacie o Przystąpieniu Rzeczypospolitej Polskiej do UE

Zapisy o pułapach dopuszczalnych emisji SO<sub>2</sub> i NO<sub>x</sub> w Traktacie o Przystąpieniu Rzeczypospolitej Polskiej do UE zaczęły obowiązywać od 1 stycznia 2008 roku. Natomiast standardy emisyjne wynikające z Dyrektywy LCP zostały wdrożone Rozporządzeniem

Ministra Środowiska z 20 grudnia 2005 r. W traktacie akcesyjnym Polska uzyskała prawo do okresów przejściowych niestosowania postanowień Dyrektywy LCP dla 121 kotłów w zakresie emisji SO<sub>2</sub> i dla 87 kotłów w zakresie emisji NO<sub>x</sub>. Trudno jednak będzie utrzymać wymagane traktatem pułapy emisji zaprezentowane w tabeli 3, gdyż przewidywana do roku 2012 emisja z dużych instalacji wyniesie około 500 000 Mg SO<sub>2</sub> i około 300 000 Mg NO<sub>x</sub>.

TABELA 3. Dopuszczalne pułapy emisji SO<sub>2</sub> i NO<sub>x</sub> zapisane w Traktacie Akcesyjnym [2]

TABLE 3. Emission limit values for SO<sub>2</sub> and NO<sub>x</sub> according to the Treaty of Accession [2]

Rodzaj zanieczyszczenia	Jednostka	Lata		
		2008	2010	2012
Emisja SO <sub>2</sub>	Mg	454 000	426 000	358 000
Emisja NO <sub>x</sub>	Mg	254 000	251 000	239 000

## 6. Propozycja Dyrektywy IED (Industrial Emissions Directive) i kompromisowe rozwiązania w postaci elastycznych mechanizmów

Jeszcze w 2010 roku propozycja nowej Dyrektywy IED [7] o emisjach przemysłowych ma trafić pod obrady plenarne Unii Europejskiej. Propozycja nowelizuje Dyrektywę IPPC oraz cały zestaw dyrektyw łącznie z Dyrektywą LCP, integrując je w jedną ustawę. Każda instalacja przemysłowa musi uzyskać zintegrowane pozwolenie, umożliwiające działalność obiektu. Zintegrowane pozwolenie obejmuje wszystkie czynniki mające wpływ na środowisko, tzn. emisje do powietrza, użytkowanie wody i gruntu, zużycie paliw, energetyczną sprawność, hałas, zabezpieczenia przed wypadkami itp. W czerwcu 2009 r. w Radzie Europy wypracowano kompromis w postaci elastycznych mechanizmów, które umożliwiają utrzymanie zagrożonej infrastruktury wytwórczej do 2023 roku. Po tym okresie dostępność niskoemisyjnych technologii będzie znacznie większa. Elastyczne mechanizmy obejmują również derogacje 20 000 godzin pracy źródeł o kończącej się żywotności. Spowoduje to łagodniejsze przejście starszych jednostek w stan likwidacji. Małe źródła ciepła i źródła szczytowe powinny podlegać łagodniejszym normom emisji.

Powyższy kompromis jest niezwykle ważny dla polskich źródeł emisji, bo umożliwia przejście do nowych warunków funkcjonowania z zachowaniem bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i ciepła.

Poważnym wyzwaniem dla polskiej elektroenergetyki może być nowelizacja dyrektywy IPPC. Jej projekt zakłada wprowadzenie od 1 stycznia 2016 r. definicji źródła jako wspólny komin. Tabela 4 prezentuje proponowane standardy emisji SO<sub>2</sub>, znacznie ostrzejsze niż

TABELA 4. Standardy emisji SO<sub>2</sub> zgodnie z propozycją nowej Dyrektywy IPPC [7]

TABLE 4. Emission limit values for SO<sub>2</sub> according to proposal of new IPPC Directive [7]

Nominalna moc cieplna źródła	Dopuszczalna emisja SO <sub>2</sub> dla węgla kamiennego i brunatnego
MW	mg/Nm <sup>3</sup>
50–100	400
100–300	250
>300	200

dotychczas obowiązujące, szczególnie dla źródeł o mocy cieplnej 50 MW do 300 MW. W ciepłowniach i elektrociepłowniach musiałyby zostać zabudowane mokre lub półsuche instalacje odsiarczania (aby obniżyć emisję z 1500 mg/Nm<sup>3</sup> do 250 mg/Nm<sup>3</sup> lub 400 mg/Nm<sup>3</sup>), co dla małych obiektów nie jest działaniem uzasadnionym ekonomicznie, a dodatkowo zazwyczaj w istniejących obiektach brak miejsca na ich zainstalowanie.

Obecne propozycje wskazują, że Komisja Europejska zamierza rozszerzyć zakres legislacji, włączając instalacje o znamionowej mocy cieplnej od 20 MW (dotychczas 50 MW) z wyjątkiem instalacji pracujących krócej niż 500 godzin rocznie. Dodatkowo propozycje dopuszczalnych poziomów emisji NO<sub>x</sub> i SO<sub>2</sub> dla instalacji spalających paliwo gazowe zostały zaostrzone i tym samym niemożliwe do uzyskania bez zastosowania *post-combustion* technologii CCS. Spowoduje to znaczny wzrost kosztów instalacji gazowych.

W pierwszym czytaniu Dyrektywy IED wprowadzono elastyczne traktowanie instalacji. Zmodyfikowane poziomy dopuszczalne emisji mają obowiązywać od 1 stycznia 2016 r. Państwa członkowskie UE mogą wprowadzić własne harmonogramy dostosowawcze pod warunkiem, że całkowite emisje instalacji uwzględnionych w harmonogramie nie przekroczą rocznych poziomów zmniejszających się liniowo pomiędzy 2016 i 2019 rokiem, a do końca 2020 roku pozostaną na poziomie roku 2019.

## 7. Skutki dyrektywy IED

W latach dziewięćdziesiątych ubiegłego stulecia dokonano szeregu inwestycji proekologicznych w celu ograniczenia emisji pyłów, SO<sub>2</sub> i w mniejszym stopniu NO<sub>x</sub>. Budowa wysokosprawnych elektrofiltrów o sprawności nominalnej 99,9% oraz modernizacje istniejących elektrofiltrów umożliwiły znaczne ograniczenie emisji pyłów. W tym okresie również zrealizowano programy inwestycyjne w największych elektrowniach, polegające na budowie instalacji odsiarczania spalin (zazwyczaj mokre instalacje wapienne). W nowo budowanych kotłach fluidalnych łatwo było zrealizować suche odsiarczanie ze skutecznością około 95%. W zakresie metod ograniczenia emisji NO<sub>x</sub> wykorzystano przede wszy-

stkim metody pierwotne (np. wymiana palników na niskoemisyjne, dwustrefowe spalanie, tzw. system OFA). Metod wtórnych (metoda selektywnej katalitycznej redukcji SCR i selektywnej niekatalitycznej redukcji SNCR z wykorzystaniem amoniaku) nie było potrzeby dotychczas stosować. Ponadto w latach dziewięćdziesiątych dokonano istotnego ograniczenia emisji zanieczyszczeń do atmosfery poprzez poprawę jakości węgla. Na inwestycje proekologiczne wydano w ostatnim dziesięcioleciu dwudziestego wieku około 4,8 mld euro.

Dalszy postęp w ograniczaniu emisji szkodliwych zanieczyszczeń do atmosfery będzie znacznie bardziej kapitałochłonny, bo wymagania dyrektywy LCP dotyczą również kotłów o mniejszych mocach cieplnych. Z jakimi kosztami należy się liczyć? Pewne oszacowania dają zrealizowane inwestycje. I tak np. budowa instalacji odsiarczania spalin w Elektrociepłowni Janikowo (moc 24,2 MW) to koszt 59,4 mln zł. W roku 2009 zrealizowano inwestycję odazotowywania spalin z wykorzystaniem SNCR w Elektrowni Opole. Instalacja dla jednego bloku (460 MW) kosztowała 59 mln zł i ograniczyła emisję  $\text{NO}_x$  z 500 mg/Nm<sup>3</sup> do 180 mg/Nm<sup>3</sup>.

Szacuje się [5], że wypełnienie zobowiązań LCP będzie wymagało nakładów inwestycyjnych w granicach 12 mld euro. Wynika to przede wszystkim z konieczności odtworzenia mocy źródeł wytwarzania, które trzeba będzie wycofać z eksploatacji nawet ponad 10 lat wcześniej niż to wynika z ich żywotności. W latach 2012–2017 może być konieczne odtworzenie nawet 40% mocy w KSE. Modernizacje tych obiektów, w celu ograniczenia emisji  $\text{SO}_2$  i  $\text{NO}_x$ , nie będą uzasadnione ekonomicznie w sytuacji, gdy zakończenie ich eksploatacji przewiduje się do 2025 roku. Dla złagodzenia tych skutków należy możliwie szybko przystąpić do budowy nowych, wysoko sprawnych źródeł wytwarzania.

Zgodnie z opinią ekspertów [5] wprowadzenie dyrektywy IED bez kompromisowych mechanizmów spowoduje konieczność odstawienia w roku 2016 około 15 GW mocy zainstalowanej. Natomiast w [9] oszacowano, że wprowadzenie dyrektywy IED w wersji pierwotnej oznaczałoby konieczność wyłączenia około 25% mocy zainstalowanej w naszym systemie od roku 2016. Dodatkowo, biorąc pod uwagę starzenie się i zużywanie istniejących bloków, to odstawienie z eksploatacji dotyczyć mogłoby nawet połowy mocy zainstalowanej w KSE. Z tego powodu utrzymanie w dyrektywie kompromisowych mechanizmów elastycznych (derogacje dotyczące 20 000 godzin pracy, dla źródeł o kończącej się żywotności) jest niezwykle istotne, bo stwarzają one możliwość łagodnego przejścia do nowych warunków bez znacznego spadku bezpieczeństwa energetycznego.

## Podsumowanie

Prognozowanie rozwoju energetyki w Polsce [3, 4, 8] wskazuje, że węgiel (kamienny i brunatny) będzie odgrywać w najbliższych latach dominującą rolę w bilansie pierwotnych nośników. Wynika z tego, że polska gospodarka będzie ponosić duże koszty z tytułu zaostrzenia limitów emisyjnych. Zapisy proponowanej dyrektywy IED wiążą się z poważ-



nymi skutkami dla polskich elektrowni, elektrociepłowni i ciepłowni. Konieczne jest przynajmniej utrzymanie w dyrektywie kompromisowych, elastycznych mechanizmów.

Propozycja dyrektywy IED – ustalając spójne zasady udzielania pozwoleń dla przemysłowych instalacji – bazuje na najlepszych dostępnych technologiach BAT. W przypadku nowych inwestycji decyzję o wyborze technologii wytwarzania, zapewniającą bezpieczeństwo energetyczne na najbliższe kilkadziesiąt lat (czas życia elektrowni to ok. 50 lat), trzeba podjąć w ciągu najbliższych kilku lat. Przed podjęciem decyzji należy rozwiązać szereg problemów, sformułowanych również w [2] i dotyczących poszczególnych technologii, a mianowicie:

- ✧ W zakresie odnawialnych źródeł energii należy określić możliwy wzrost ich udziału w bilansie kraju, wskazać zasoby możliwe do wykorzystania w rozwoju źródeł rozproszonych oraz oszacować rzeczywisty koszt wytwarzania energii elektrycznej z OZE.
- ✧ W zakresie energetyki jądrowej należy potwierdzić ekonomiczną efektywność inwestycji w warunkach polskich, wskazać źródła finansowania i uściślić realny termin uruchomienia pierwszego z bloków.
- ✧ W zakresie elektrowni węglowych z CCS należy odpowiedzieć na pytania, czy postęp w wykorzystaniu technologii wychwytywania CO<sub>2</sub> spowoduje możliwość komercyjnego ich zastosowania w najbliższym czasie, jakie będą możliwości składowania CO<sub>2</sub> akceptowane społecznie i opanowane technologicznie oraz czy będzie możliwa chemiczna sekwestracja.
- ✧ W zakresie elektrowni gazowych nasuwają się dylematy związane z przyszłą ceną gazu ziemnego i opłacalnością produkcji energii elektrycznej oraz z dywersyfikacją źródeł dostaw, która nie może dopuścić do uzależnienia dostaw od jednego dostawcy z zachwianiem bezpieczeństwa energetycznego.

W powyższych technologiach tkwi duży potencjał ograniczenia emisji zanieczyszczeń do atmosfery, a tym samym spełnienia postulatów dyrektywy IED. Proces zmiany struktury wytwarzania polskiej energetyki wymaga długiego okresu czasu i Polska musi uzyskać zrozumienie w kwestii bezpiecznej i kosztowo optymalnej strategii rozwoju energetyki ze strony partnerów z UE.

## Literatura

- [1] Commission of the European Communities, 2007 – An Energy Policy for Europe. Brussels, 10.1.2007, COM(2007).
- [2] JAWORSKI W., 2007 – Bilansowanie emisji SO<sub>2</sub> i NO<sub>x</sub> dla LCP. Forum Ekologiczne, Toruń, 4 październik 2007.
- [3] Ministerstwo Gospodarki, 2009 – Polityka energetyczna Polski do 2030 roku. Warszawa, 10 listopada 2009 r.
- [4] POPLAWSKI T., DAŚAL K., 2008 – Problematyka programowania rozwoju systemu elektroenergetycznego w Polsce. Polityka Energetyczna t. 11, z. 1, s. 385–398.
- [5] Rzeczpospolita, 2003 – Wstępna ocena wykonalności traktatu akcesyjnego w zakresie dyrektywy 2001/80/WE przez duże źródła spalania. Energia XXXV, nr 130 (6510) 5 czerwca 2003 r.

- [6] SOWIŃSKI J., 2010 – Badanie wpływu nowej dyrektywy ETS na ceny energii elektrycznej. Rynek Energii Nr 2 (87), kwiecień 2010.
- [7] Strona internetowa <http://ec.europa.eu/>
- [8] SZKUTNIK J., 2007 – The future European electric power system. Proceedings of Symposium ELEKTROENERGETIKA 2007, Technical University of Kosice, Stara Lesna, 18–20 September, pp. 71–73.
- [9] TOKARSKI S., JANIKOWSKI J., 2010 – Dyrektywa IED przed drugim czytaniem. Polska Energia nr 3.

Janusz SOWIŃSKI

## Analysis of influence of the Industrial Emissions Directive proposal on integrated pollution prevention and control to Polish power system

### Abstract

The paper's purpose is to systematize the EU environmental requirements for power and heat plants. The analysis of influence of SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO<sub>2</sub> and particulate matter emissions regulations and the fulfilment of emission limits to the power system is considered. Polish energy economy based on hard and brown coal will incur significant cost due to the tighter emission limits. The proposals of the Industrial Emissions Directive could cause the important consequences to the Polish power plants, combined heat and power plants as well as heat plants.

KEY WORDS: energy-environment policy, pollution emissions