

## STANOWISKO

### Forum Branżowych Organizacji Gospodarczych w sprawie Emisji Przemysłowych

#### I. Standardy emisji SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> oraz pyłów. Stan obecny i wyzwania.

Projektowana Dyrektywa IPPC, która ma zastąpić obecnie obowiązującą dyrektywę LCP, wprowadza standardy emisji znacznie ostrzejsze od obecnie obowiązujących, przy prognozowanym wdrożeniu regulacji do w 2016 r. Stawia to krajowe przedsiębiorstwa w bardzo trudnej sytuacji, że wymagane będzie od nich spełnienie nowych standardów emisji w momencie, kiedy będą one kończyć proces dostosowania się do obecnie obowiązujących standardów emisji, przewidzianych dyrektywą LCP. Podjęte dotychczas decyzje inwestycyjne okażą się często nieuzasadnionymi, zważywszy, że proces dostosowywania się do nowych zaostrzonych wymagań emisyjnych nałoży się na końcowy czas eksploatacji znacznej liczby kotłów (źródeł). Natomiast, po posiedzeniu Komisji Ochrony Środowiska Naturalnego, Zdrowia Publicznego Bezpieczeństwa Żywności Parlamentu Europejskiego (ENVI) 4 maja 2010 r. skreślone zostają takie pożądane mechanizmy jak: Przejściowy Krajowy Plan (TNP) oraz derogacje 20 000 godzin. Natomiast ciepłownictwo będzie objęte okresem przejściowym do 2019 r., a nie jak pierwotnie do 2023 r.

Reasumując, w proponowanej dyrektywie IPPC, dla źródeł zasilanych węglem, standardy emisji ustalone zostały na poziomie możliwym do osiągnięcia przy zastosowaniu mokrej lub półsuchej metody odsiarczania, wtórnej metody (SCR lub SNCR) odazotowania oraz wysokosprawnych elektrofiltrów lub filtrów workowych. Zgodnie z aktualnym stanem prawnym (Dyrektywa LCP oraz postanowienia Traktatu Akcesyjnego) w 2018 r., w instalacje takie będą wyposażone tylko źródła o mocy większej od 500 MW. Oznacza to, że gdyby projektowana dyrektywa IPPC zaczęła obowiązywać od 2016 bez żadnych odstępstw dla krajowych kotłów, to w przeciągu 6 lat trzeba by wybudować nowe instalacje oczyszczania spalin dla ponad 1200 kotłów. W tak krótkim czasie nie jest to ekonomicznie i technicznie możliwe. Tym samym, niezmiernie istotny jest powrót do brzemienia projektu dyrektywy IPPC sprzed posiedzenia ENVI.

## II. Ustawa o systemie bilansowania i rozliczania wielkości emisji dwutlenku siarki (SO<sub>2</sub>) i tlenku azotu (NO<sub>x</sub>) dla dużych źródeł spalania.

Projekt zakłada stopniowe dojście do z góry ustalonych wielkości pułapów emisji SO<sub>2</sub> i NO<sub>x</sub> w perspektywie do 2020 r., zakładając w tym okresie równoczesny wzrost produkcji energii elektrycznej i ciepła, pomijając zagadnienie derogowanych instalacji Traktatem Akcesyjnym. Oznacza to, że enumeratywnie wymienione podmioty tracą prawa wynikające z derogacji traktatowych, tj. odstępstwo w zakresie niestosowania do imiennie wskazanych instalacji przepisów Dyrektywy LCP w okresie 2008-2015 nie istnieje. Natomiast, odnosząc się do głównych założeń ustawy, należy zauważyć.

1. Rozliczenie operatorów źródła będzie się odbywać według zasady *ex-post*, na podstawie rzeczywistych wielkości produkcji i emisji z roku poprzedniego. Każdy taki operator będzie dysponował uprawnieniami do emisji na poziomie wynikającym z jego rzeczywistej produkcji pomnożonej przez średni z poprzedniego roku krajowy wskaźnik emisji SO<sub>2</sub> lub NO<sub>2</sub>. Natomiast, obowiązujący wskaźnik zostanie podany przez Ministra ds. Środowiska jako wielkość obliczona z podzielenia wielkości obowiązującego dla danego roku pułapu emisji i sumarycznych rzeczywistych wielkości produkcji energii elektrycznej i ciepła netto. Pamiętając, że kardynalną zasadą będzie równanie do średniej krajowej, co oznacza, że z roku na rok, ze względu na stopniowe i liniowe obniżanie się pułapu emisji, przy prawdopodobnym wzroście PKB do 2020 r., obowiązujący wskaźnik będzie spadał.
2. W przypadku, gdy operator źródła będzie miał więcej uprawnień do emisji, niż wynikałoby to z jego rzeczywistej wielkości emisji, będzie on mógł takie uprawnienia sprzedać. Taki przypadek będzie dotyczył tylko tych operatorów, których wskaźnik emisji jest niższy od średniego krajowego. Natomiast w sytuacji, gdyby z obliczeń wynikało, że emisja była wyższa od liczby posiadanych uprawnień, konieczny będzie ich zakup.
3. W sytuacji, gdy operator źródła nie będzie miał zbilansowanej emisji (tj. nie przedłoży do umorzenia takiej ilości uprawnień, jaka odpowiada rzeczywistej emisji określonej w rocznym raporcie za poprzedni rok sprawozdawczy), będzie on zmuszony do poniesienia opłaty zastępczej w wysokości 5 PLN, w stosunku do zakładanego liniowego spadku emisji SO<sub>2</sub> i NO<sub>x</sub> w tym samym czasookresie.

W związku z powyższym KASHUE-KOBIZE w dniu 24 listopada 2009 r. przekazał do konsultacji organizacjom gospodarczym materiał zatytułowany: „*Koncepcja realizacji krajowych zobowiązań w zakresie emisji SO<sub>2</sub> i NO<sub>x</sub> dla dużych źródeł spalania – symulacja wariantów obliczeniowych*”, uzupełniony informacyjną wersją projektu ustawy o systemie bilansowania i rozliczania wielkości emisji dwutlenku siarki (SO<sub>2</sub>) i tlenków azotu (NO<sub>x</sub>) dla dużych źródeł spalania.

Powyższe opracowanie zakładało dwa podejścia do problemu pułapów Traktatowych. Wariant „A” polegał na objęciu systemem dużych źródeł spalania o mocy  $\geq 50$  MW bez ich podziału na „grupy mocowe”. Natomiast wariant „B” kreował podział dużych źródeł spalania na trzy „grupy mocowe”: 1)  $\geq 50 < 100$  MW, 2)  $\geq 100 < 300$  MW oraz 3)  $\geq 300$  MW.

Z kolei, podczas spotkania w dniu 17 lutego 2010 r. w Departamencie Zmian Klimatycznych i Ochrony Atmosfery – Ministerstwa Środowiska, przedstawiciele Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych (PTEZ) zażądali uzupełnienia opracowania o wariant podziału dużych źródeł spalania na cztery „grupy mocowe”, a nie jak w wersji z 24 listopada na trzy grupy. Po zmianie została wykreślona kategoria: „duże źródła spalania  $\geq 300$  MW”, na rzecz wprowadzenia dwóch nowych „grup mocowych”: 1)  $\geq 300 < 500$  MW, 2)  $\geq 500$  MW.

Uznaje się, że pożądanym rozwiązaniem w przypadku pierwszej „koncepcji” jest wariant „B”. Natomiast w przypadku drugiej „koncepcji” pożądanym rozwiązaniem jest wariant „A”. Niezmiernie istotne jest też opracowanie kolejnej wersji „*Koncepcji realizacji krajowych zobowiązań w zakresie emisji SO<sub>2</sub> i NO<sub>x</sub> dla dużych źródeł spalania – symulacja wariantów obliczeniowych*”, która uwzględniałaby specyfikę przemysłu rafineryjnego. Uzasadnia to brzmienie projektowanej regulacji stanowiącej, że krajowy roczny pułap emisji SO<sub>2</sub> i NO<sub>2</sub> może być ustalony oddzielnie dla: 1) grupy źródeł o wskazanym przedziale nominalnej mocy cieplnej, 2) grupy źródeł rafineryjnych. Postanowienia te odzwierciedlają uprawnienia przemysłu rafineryjnego w zakresie możliwości preferencyjnego rozliczania się w ramach zakładu z emisji SO<sub>2</sub>. Stanowi o tym art. 8 ust. 3 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2001/80/WE z dnia 23 października 2001 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych źródeł spalania paliw, zwanej dalej „Dyrektywą LCP”, precyzujący, iż w stosunku do jednostek spalania wielopaliwowego, wykorzystujących na własne potrzeby, jako samodzielne paliwo lub razem z innymi paliwami, pozostałości po destylacji i po procesie rafinacji ropy naftowej, można stosować preferencyjne średnie standardy emisji SO<sub>2</sub>. Są to wartości: 1000 mg/Nm<sup>3</sup> dla „istniejących źródeł<sup>1</sup>” oraz „nowych źródeł<sup>2</sup>” oraz 600 mg/Nm<sup>3</sup> dla „najnowszych źródeł<sup>3</sup>”. Z kolei, na gruncie polskiego prawa, odzwierciedlenie ww. postanowień Dyrektywy LCP stanowi § 10. ust. 4 rozporządzenia o standardach. Odnosząc się natomiast do projektu Dyrektywy IPPC należy zauważyć, iż także w tym przypadku ustawodawca dopuszcza preferencyjne rozliczanie się w ramach zakładu z emisji SO<sub>2</sub>. Zasada ta jest ograniczona do „instalacji istniejących<sup>4</sup>” wielopaliwowych, z wyłączeniem turbin gazowych i silników gazowych, które wykorzystują na własne potrzeby pozostałości po destylacji i konwersji w procesie rafinacji ropy naftowej, jako samodzielne paliwo lub razem z innymi paliwami. W takim przypadku dla „instalacji istniejących” standard emisji wynosi – 1000 mg/Nm<sup>3</sup>, a dla „instalacji pozostałych<sup>5</sup>” 600 mg/Nm<sup>3</sup>.

### III. Ograniczenie dostaw gazu ziemnego.

Od września 2009 r. PGNiG S.A. informowało o zagrożeniach, wynikających z braku dodatkowego kontraktu na dostawy gazu ziemnego oraz zwiększenia produkcji przez zakłady chemiczne w lutym 2010 r. Zmaterializowanie się tych przesłanek miało doprowadzić do wprowadzenia ograniczeń w dostawach gazu ziemnego. Obecnie problem ten wydaje się być zażegnany w świetle informacji, że PGNiG S.A. porozumiało się z Gazpromem w zakresie dodatkowych dostaw gazu do Polski od 2010 r. a także przedłużenia istniejącego kontraktu na dostawy gazu do 2037 r. W mojej ocenie jest to zbyt pozytywne

<sup>1</sup> Obiekty energetycznego spalania, w odniesieniu do których pierwsze pozwolenie na budowę lub odpowiednik tego pozwolenia wydano przed 1 lipca 1987 r.,

<sup>2</sup> Obiekty energetycznego spalania, w odniesieniu do których pierwsze pozwolenie na budowę wydano po dniu 30 czerwca 1987 r., jeżeli wniosek o wydanie pozwolenia na budowę złożono przed 27 listopada 2002 r., a źródła zostały oddane do użytkowania nie później niż do 27 listopada 2003 r.,

<sup>3</sup> Obiekty energetycznego spalania, w odniesieniu do których, wniosek o wydanie pozwolenia na budowę złożono po 26 listopada 2002 r. lub które zostały oddane do użytkowania po 27 listopada 2003 r., oraz turbiny gazowe, dla których decyzję o pozwoleniu na budowę wydano po 30 czerwca 2002 r., lub które zostały oddane do użytkowania po 27 listopada 2003 r.

<sup>4</sup> Instalacje spalania, które otrzymały lub złożyły kompletne dokumenty dla uzyskania pozwolenia przed dniem wejścia w życie dyrektywy IPPC (przyjmuje się, że będzie to 2012 r.), przy zastrzeżeniu, że zostały one wprowadzone do eksploatacji nie później niż rok po tej dacie.

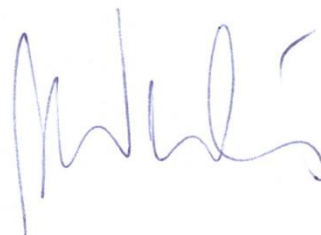
<sup>5</sup> Instalacje spalania powstałe po 1 stycznia 2016 r.

## FORUM BRANŻOWYCH ORGANIZACJI GOSPODARCZYCH

podejście do sprawy. Trzeba zauważyć, iż zwiększenie długoterminowych dostaw ma się odbyć na zasadzie aneksowania polsko-rosyjskiego porozumienia międzyrządowego z 1993 r. oraz kontraktu jamalskiego pomiędzy PGNiG S.A. a Gazpromem. Tym samym, jest to decyzja mocno polityczna, a strony mogą finalnie nie podpisać umowy ramowej w przedstawianym kształcie. Obecna umowa wygasa w 2022 r., przy czym roczne zakontraktowanie gazu kształtuje się na poziomie ok. 7 mld m sześć. Nowa propozycja to przedłużenie kontraktu do 2037 r., przy zwiększonych dostawach gazu w skali roku do 10,2 mld m sześć.

W tym kontekście dziwy, że postanowienia projektu ustawy *o systemie bilansowania i rozliczania wielkości emisji dwutlenku siarki (SO<sub>2</sub>) i tlenku azotu (NOx) dla dużych źródeł spalania* nie przewidują odstępstwa w zakresie nie uwzględniania w bilansie rocznym okresów o charakterze nadzwyczajnym dotyczących wprowadzenia ograniczenia dostaw gazu ziemnego.

Pożądanym jest uregulowanie w projekcie regulacji możliwości zastosowania odstępstwa od przestrzegania standardów emisyjnych, w przypadku wystąpienia obiektywnych okoliczności nadzwyczajnych w zakresie dostaw gazu ziemnego (np. wprowadzenie dziesiątego stopnia ograniczenia dostaw gazu ziemnego). Emisje z tego okresu powinny być pomijane w rocznym bilansie emisji SO<sub>2</sub> i NOx. Wniosek ten ugruntowuje wiedza, iż przy coraz ostrzejszych standardach emisji, wymuszonych prawodawstwem wspólnotowym, współspalanie zwiększonych ilości gazu ziemnego, jako niskoemisyjnego paliwa, z paliwami o wysokiej emisyjności stanowi jedyną alternatywę (oprócz energii atomowej) dla przemysłu aby dotrzymać tych standardów emisji.



Andrzej Werkowski  
Przewodniczący III Kongresu  
Forum Branżowych Organizacji Gospodarczych