

*prof. dr hab. inż. Krzysztof Badyda*¹

Instytut Techniki Ciepłej/Maszyn i Urządzeń Energetycznych
Politechnika Warszawska

*dr inż. Grzegorz Maciej Niewiński*²

Instytut Techniki Ciepłej/Maszyn i Urządzeń Energetycznych
Politechnika Warszawska

Wybrane skutki dla Polski wdrożenia dyrektywy IED

Podstawę zasobów wytwórczych energetyki zawodowej w Polsce stanowią elektrownie parowe spalające, jako surowiec energetyczny, węgiel. Zgodnie z zapisami zawartymi w obowiązującej *Polityce Energetycznej Polski do roku 2030* tak ma pozostać w perspektywie co najmniej najbliższych 20 lat. Do roku 2030 bloki węglowe powinny, przy malejącym udziale w wytwarzaniu energii elektrycznej, pozostać dominującymi, z udziałem przekraczającym 50% produkcji. Kraj nasz pozostaje w związku z tym bardzo wrażliwy na regulacje z poziomu unijnego mające na celu ograniczenie emisji z tej kategorii źródeł.

Kluczową z tego punktu widzenia regulacją jest zestaw dokumentów Komisji Europejskiej, tzw. Pakiet klimatyczny, który jako kontynuacja pakietów – energetycznego i liberalizacyjnego obejmuje zestaw czterech aktów prawnych: trzy dyrektywy i jedno rozporządzenie:

- dyrektywę regulującą nowe zasady działania wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych;
- decyzję zmierzającą do ograniczenia emisji gazów ze źródeł nieobjętych systemem handlu emisjami;
- dyrektywę w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych;
- dyrektywę w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla.

Przyjęcie całego pakietu nastąpiło dnia 23 kwietnia 2009 r. i zostało ogłoszone w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej L 140/63 z dnia 5.06.2009 roku.

¹ Adres korespondencyjny: ul. Nowowiejska 21/25, 00-665 Warszawa, tel. +48 22 234 52 81, e-mail: krzysztof.badyda@itc.pw.edu.pl.

² Adres korespondencyjny: ul. Nowowiejska 21/25, 00-665 Warszawa, tel. +48 22 234 52 84, e-mail: grzegorz.niewinski@itc.pw.edu.pl.

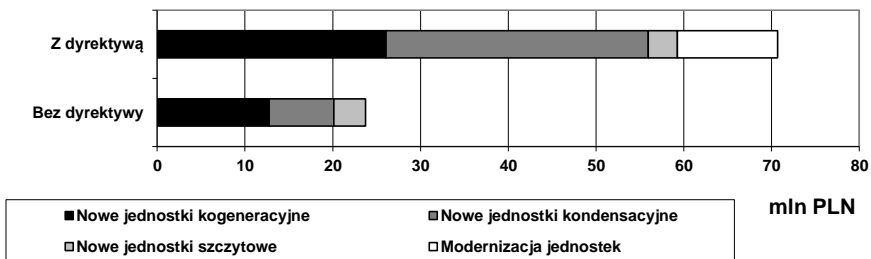
Równoległe z pracami nad dyrektywami pakietu klimatyczno-energetycznego w Komisji Europejskiej powstawał dokument istotnie zaostrzający wymagania w zakresie dopuszczalnych emisji jednostkowych (standardów emisji) stężeń w spalinach dwutlenku siarki tlenków azotu i pyłów. Powstała dyrektywa o emisjach przemysłowych (IED), zwana niekiedy „nową dyrektywą IPPC”. Dokument ten, którego pełny tytuł to „Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola)”, opublikowany został w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej L334/17 z dnia 17.12.2010 roku.

W poniższym tekście przedstawiono próbę prezentacji najważniejszych problemów dla sektora energetycznego obejmującego, obok grupy elektrowni i elektrociepłowni zawodowych także kategorię mniejszych zwykle elektrociepłowni przemysłowych, oraz elektrociepłowni i ciepłowni sektora komunalnego.

Dla bliższego wykazania niektórych problemów posłużono się wybranym przykładem elektrociepłowni przemysłowej.

SKUTKI DYREKTYWY O CHARAKTERZE GLOBALNYM DLA GOSPODARKI POLSKI

Finansowe skutki wdrożenia dyrektywy w Polsce, w wersji proponowanej przez Komisję Europejską byłyby olbrzymie. Całkowite inwestycyjne koszty wdrożenia dyrektywy oceniono na 43 692 mln PLN (rys. 1).



Rys. 1. Sumaryczne koszty inwestycyjne, jakie w horyzoncie do roku 2016 musiałaby ponieść krajowa energetyka w wariantach z wdrożeniem oraz bez wdrożenia dyrektywy IED

Źródło: [Badyda, Lewandowski, Bujalski, 2012, s. 7–11].

W wyniku pracy i analiz przeprowadzonych w Politechnice Warszawskiej na zlecenie zainteresowanych organizacji gospodarczych uznano, że koszty te nie są do zaakceptowania przez Polskę, a dodatkowo nie ma możliwości realizacji tak wielkiej liczby inwestycji do 2016 roku. Przeprowadzone analizy pozwo-

liły ustalić, że z polskiego punktu widzenia termin realny i ograniczający do akceptowanej wartości koszt dodatkowych inwestycji wymaga odsunięcia terminu wdrożenia dyrektywy w stosunku do istniejących instalacji do roku 2025. Takie też stanowisko przedstawił rząd RP w negocjacjach z Komisją Europejską, postulując dodatkowo, aby z rygorów dyrektywy wyłączyć kotły o mocy mniejszej od 50 MW. Tak daleko posunięte stanowisko polskie nie znalazło poparcia innych krajów. Wykorzystując przeprowadzone analizy strona polska zmodyfikowała swoje stanowisko, proponując przesunięcie terminu wdrożenia dyrektywy dla instalacji wytwarzających ciepło dla celów ogrzewania pomieszczeń mieszkalnych i przygotowania ciepłej wody użytkowej, uznając ten obszar za szczególnie wrażliwy społecznie.

Wnioski wprowadzające różnego rodzaju okresy przejściowe i wykluczenia zgłaszały także inne kraje członkowskie i w efekcie rządu krajów członkowskich przyjęły projekt licznych zmian w przedstawionej propozycji. Projekt ten został skierowany do Parlamentu Europejskiego.

Różnice między pierwotną i końcową wersją dyrektywy są znaczące. Ograniczony został zasięg dyrektywy oraz wprowadzono cały wachlarz okresów przejściowych.

ZMIANY STANDARDÓW EMISYJNYCH

Dyrektywa o emisjach przemysłowych wchodzi w życie od 1 stycznia 2016 roku. Poziom dopuszczalnych standardów dla paliw węglowych w instalacjach uznanych za istniejące (data wskazująca granicę dla „istniejących” zapisana została w dyrektywie IED), które zaczną obowiązywać od tego momentu, zilustrowano na rys. 2, 3 oraz 4. Dla porównania na rysunkach zaznaczono osobną linią standardy obowiązujące dotychczas w Polsce (ostrzejsze niż tego wymaga obowiązująca dotychczas dyrektywa 2001/80/WE). Wymogi, jak to jest widoczne na rysunkach, są coraz bardziej surowe wraz ze zmianą mocy instalacji, określanej w oparciu o nominalny strumień energii dostarczanej w paliwie do kotła. Powyżej poziomu mocy kojarzonego z instalacjami o mocy przekraczającej 500 MW standardy emisyjne pozostają już na niezmiennym poziomie. Zakres ten, przy założeniu sprawności przemiany energii z paliwa w elektryczną w granicach 40% odpowiada mniej więcej poziomowi mocy wyjściowej (elektrowni) na poziomie 200 MW. Należy tu nadmienić, że bloki energetyczne tej klasy mocy oraz większe (powyżej 200 MW) stanowią w chwili obecnej podstawę majątku wytwórczego w energetyce zawodowej w naszym kraju. Jednostek kotłowych tej klasy mocy pracuje w Polsce około 80. Znacznie bardziej liczne są kotły o mniejszej mocy, pracujące w energetyce zawodowej, przemysłowej oraz ciepłownictwie. Bliższe dane z tego zakresu przytoczono w następnym rozdziale. Przez szereg lat na forum Unii Europejskiej, w oparciu o dyrektywę 96/61 zwaną IPPC (*Integrated Pollution Prevention and Control*), opracowywano zalecenia dla najnowszych dostępnych technik (BAT)

związanych z poszczególnymi branżami przemysłowymi. W odniesieniu do instalacji energetycznych sfinalizowano je, praktycznie, jako dla branży ostatniej, w roku 2006 i przedstawiono w formie obszernego dokumentu (*BAT Reference Document* – BREF) zawierającego między innymi propozycje standardów emisyjnych dla urządzeń spełniających wymogi BAT.

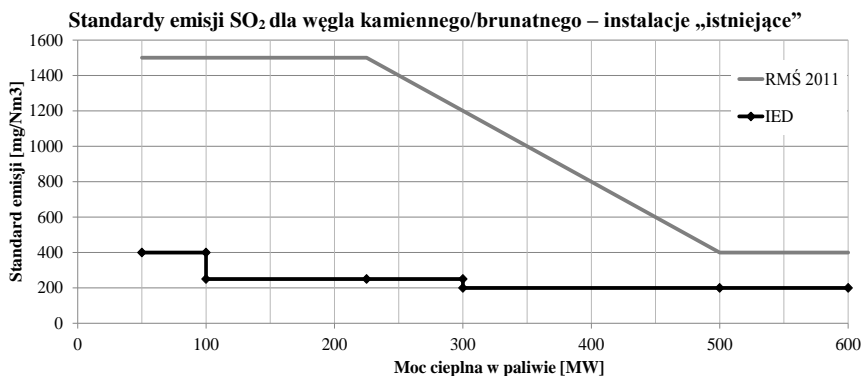
Należy podkreślić szczególnie restrykcyjny charakter wymogów BAT dla technologii węglowych. Propozycje poszły w odniesieniu do węgla kamiennego oraz brunatnego w kierunku znaczącego zaostrzenia wymogów emisyjnych. Znacznie bardziej niż w odniesieniu do paliw ciekłych czy gazowych. Dla instalacji nowo powstających obowiązują standardy emisyjne bardziej surowe od wskazanych na rys. 2, 3 oraz 4. Na wzrost poziomu wymogów ma tu jeszcze istotny wpływ dodatkowy czynnik. Zgodnie z przepisami obowiązującymi dotychczas w Polsce za źródło emisji uważany jest kocioł. Według zapisów dyrektywy IED, jako źródło traktowany jest komin. W obiektach, gdzie pracują kotły o mocy mniejszej od 500 MW, przyłączone do wspólnego komina, mamy do czynienia z agregacją mocy. Takie rozwiązanie jest praktycznie zasadą w obiektach wyposażonych w kilka kotłów. W praktyce oznacza to w większości przypadków dalsze zaostrzenie wymogów emisyjnych. Standardy obowiązujące dla takich obiektów wynikać będą bowiem z łącznej mocy nominalnej kotłów.

Zmiana poziomu dopuszczalnej emisji przekłada się, zależnie od sytuacji, albo na konieczność sięgnięcia po mniej zanieczyszczone (i droższe) paliwa, albo rozbudowę obiektu o instalacje oczyszczające spaliny (odpylanie, odsiarczanie, usuwanie tlenków azotu). W przypadku tlenków azotu istotny wpływ może mieć poprawa technologii spalania, a w jej konsekwencji, zazwyczaj kosztochłonna konieczność przebudowy kotła. Poziom wymogów wynikający z dyrektywy IED wymusza w praktyce sięgnięcie we wszystkich obiektach podlegających jej działaniu do rozbudowy układu technologicznego o wysokosprawne układy oczyszczania spalin.

Wcześniejsze regulacje oparte na wymogach dyrektywy 80/2001/WE umożliwiały korzystanie z rozwiązań mniej kosztownych. W przypadku tlenków siarki możliwe jest dotrzymanie emisji w granicach 1500 mg/Nm^3 w oparciu o paliwa o niskiej zawartości siarki. Poziom 400 mg/Nm^3 oznacza praktycznie bezwzględne wymuszenie zabudowy instalacji odsiarczania lub rezygnację z węgla jako paliwa. W przypadku tlenków azotu, przy spalaniu węgla kamiennego emisja w granicach 200 do 300 mg/Nm^3 w większości przypadków oznacza konieczność zabudowy instalacji odazotowania. Emisja pyłów na poziomie niższym od około 100 mg/Nm^3 wiąże się z koniecznością skorzystania z wysokosprawnych, ale kosztownych odpylaczy elektrostatycznych lub filtracyjnych. Należy jeszcze zaznaczyć, że zmiana paliwa z węgla na mniej emisyjny, ale znacznie droższy gaz (koszt energii ponad 2 razy wyższy) oznacza zazwyczaj konieczność głębokiej przebudowy oraz nie zawsze możliwą do zaakceptowania wyższą cenę kosztów produkcji.

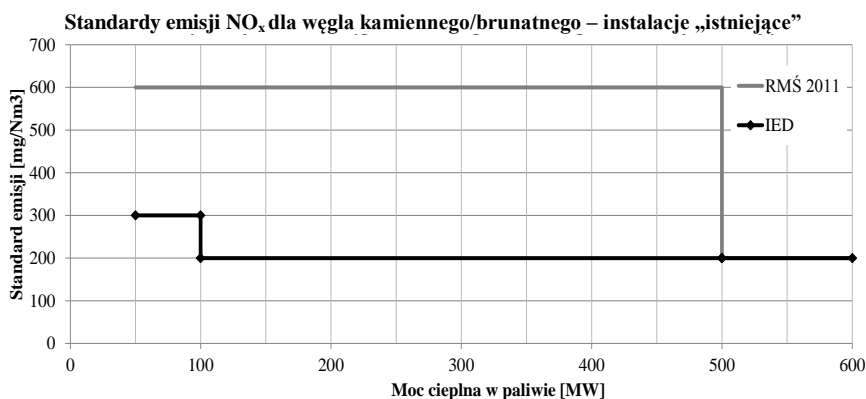
Powstanie dwóch dokumentów: dyrektywy 80/2001/WE oraz BREF różni zaledwie okres 5 lat, przy czym prace nad BREF-em dla energetyki trwały już od kilku lat w momencie ogłoszenia dyrektywy, zaś zakończyły się praktycznie

w roku 2004. Tzw. final draft BREF-u ukazał się z datą listopad 2004 r., wersja finalna pierwotnie została ogłoszona w maju 2005 r., powtórnie w czerwcu 2006 roku. Od listopada 2004 r. w dokumencie dokonywano już tylko niewielkich poprawek, choć kraje korzystające z węgla jako podstawowego paliwa w głosowaniu nad przyjęciem ostatecznej jego wersji były zdecydowanie przeciwne tak ostrym zapisom. Rzeczywista różnica czasowa to więc zaledwie 3, najwyżej 4 lata [Badyda i Lewandowski, 2008].



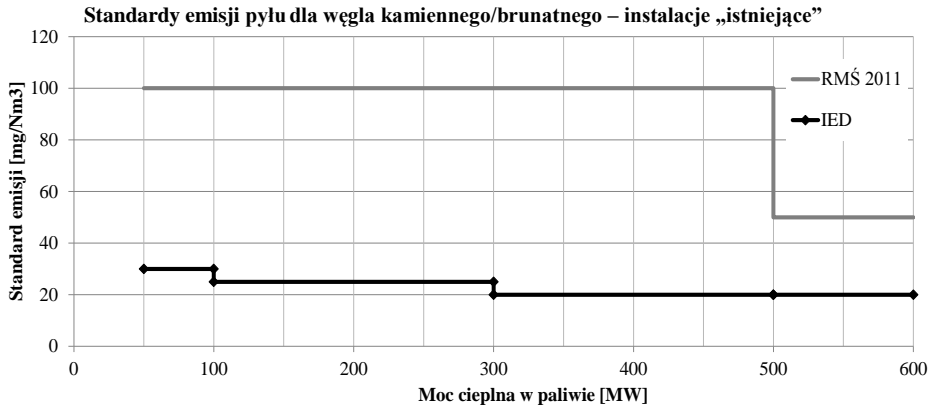
Rys. 2. Porównanie standardów emisji SO₂ dla węgla brunatnego/kamiennego [mg/Nm³] (spaliny suche o zawartości 6% tlenu) od roku 2016 według Rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 22 kwietnia 2011 r. i dyrektywy IED – instalacje „istniejące”

Źródło: opracowanie własne.



Rys. 3. Porównanie standardów emisji NO_x dla węgla brunatnego/kamiennego [mg/Nm³] (spaliny suche o zawartości 6% tlenu) od roku 2016 według Rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 22 kwietnia 2011 r. i dyrektywy IED – instalacje „istniejące”

Źródło: opracowanie własne.



Rys. 4. Porównanie standardów emisji pyłu dla węgla brunatnego/kamiennego [mg/Nm³] (spaliny suche o zawartości 6% tlenu) od roku 2016 według Rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 22 kwietnia 2011 r. i dyrektywy IED – instalacje „istniejące”

Źródło: opracowanie własne.

Dyrektywa IED nie jest ostatnim wyzwaniem dla energetyki w zakresie ochrony przed emisją do atmosfery. Dalsze zaostrzenie wymogów ma przynieść wprowadzenie konkluzji BAT wynikających z nowej wersji BREF, przedstawionego do konsultacji państwom unijnym w roku 2013. Poziom wymogów jest tu wyższy nie tylko ze względu na dalsze zaostrzenie wymogów emisyjnych dotyczących „tradycyjnie” zwalczanych zanieczyszczeń w spalinach kotłowych, ale również z uwagi na wprowadzenie standardów dla substancji, których emisja nie była dotychczas bezpośrednio ograniczana. Chodzi na przykład o metale ciężkie, w tym rtęć, z innych substancji amoniak (istotne w przypadku kotłów wyposażonych w instalacje odazotowania, gdzie jest on dozowany jako reagent), związki chloru i fluoru. Istotnym jest, że data graniczna związana z wprowadzeniem nowych wymogów to prawdopodobnie rok 2019 lub 2020. Może to oznaczać konieczność podjęcia kolejnej kumulacji inwestycji w ochronę powietrza, w tym nawet w przypadku instalacji, które znajdują się jeszcze w fazie realizacji lub dla których toczy się właśnie postępowanie przetargowe. Autorzy nowego BREF-u nie wzięli pod uwagę uwarunkowań wynikających z wynegocjowanych, wskazanych w rozdziale następnym złagodzeń oddziaływania dyrektywy IED. Część nowych wymogów może dotknąć obiekty, które wyposażono w instalacje ochrony powietrza zdolne do spełnienia standardów emisyjnych tlenków siarki czy azotu wynikających z dyrektywy, ale mogących okazać się niezdolnymi do sprostania nowym wymogom, szczególnie w zakresie nowo limitowanych substancji.

PODSTAWOWE MECHANIZMY ŁAGODZĄCE WPLYW DYREKTYWY

Na podstawie dyrektywy IED, jak poprzednio wspomniano, z początkiem roku 2016 wchodzi w życie zaostrzone wymogi emisyjne dla dwutlenku siarki, tlenków azotu oraz pyłu. Zaostrzenie jest tu szczególnie radykalne dla obiektów opalanych paliwami stałymi, również mniejszych niż w blokach energetyki zawodowej, głównie instalacji ciepłowniczych. Jest to wynikiem zmiany, w warunkach krajowych, definicji źródła emisji. Zakresem działania dyrektywy IED są objęte źródła dużej mocy o mocy dostarczanej w paliwie od poziomu 50 MW w górę. W skrócie określane są one mianem LCP (ang. *Large Combustion Plant*). Z działania dyrektywy wyłączone są pojedyncze instalacje (turbiny gazowe, kotły) o mocy nieprzekraczającej 15 MW. Wprowadzenie agregacji powoduje jednak wejście w zakres oddziaływania regulacjami emisyjnymi licznych obiektów nieobjętych dyrektywą poprzednią (2001/80/WE).

Mechanizmy wynegocjowane (przez Polskę) w trakcie przygotowania dyrektywy, łagodzące jej skutki w horyzoncie najbliższych lat, przede wszystkim przez odsunięcie w czasie obniżenia standardów emisyjnych, to:

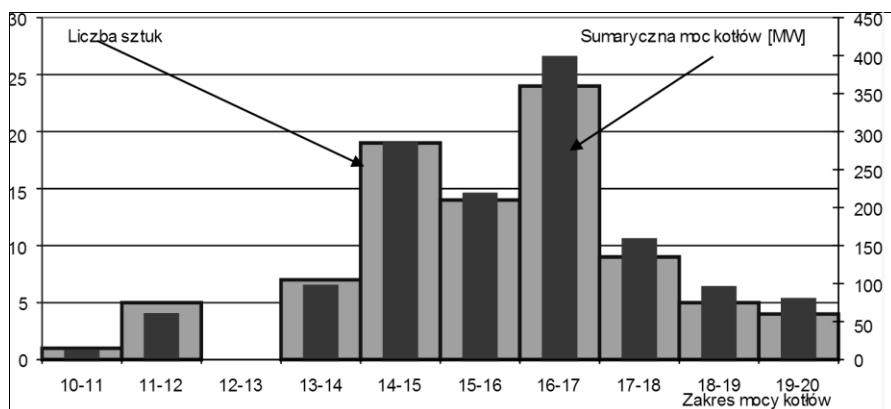
- wprowadzenie mechanizmu Krajowego Planu Przejściowego (PPK), który pozwala, aby grupa instalacji mogła stopniowo zmniejszać średnie standardy emisji z poziomu określonego w dyrektywie LCP w roku 2016 do poziomu określonego w dyrektywie IED w roku 2019;
- dopuszczenie, aby instalacja, która w latach 2016–2023 będzie pracowała sumarycznie nie więcej niż 17 500 godzin, a potem zostanie zlikwidowana, nie musiała spełniać standardów dyrektywy IED;
- dopuszczenie znacząco wyższych standardów emisji dla instalacji szczytowych, tj. pracujących poniżej 1500 godzin/rok;
- przesunięcie na rok 2023 terminu wdrożenia dyrektywy dla instalacji o zagregowanej mocy mniejszej od 200 MW, w których produkcja ciepła przeznaczona na potrzeby ogrzewania pomieszczeń i ciepłej wody użytkowej stanowi ponad 50% całkowitej produkcji i które wystąpiły o pozwolenie nie później niż w 2002 roku.

Wynegocjowane powyżej warunki powodują, że inwestycje niezbędne do spełnienia wymogów dyrektywy IED będą mogły zostać rozłożone w znacznej części na okres po roku 2016. Skala potrzeb jest w Polsce olbrzymia. W wyniku działania dyrektywy 2001/80/WE w instalacje ograniczające emisję dwutlenku siarki do atmosfery wyposażono praktycznie wszystkie duże jednostki kotłowe w zawodowych elektrowniach systemowych. Związane to było z zaostrzeniem standardów emisyjnych dla tej kategorii źródeł wprowadzonym w roku 2008. W wyniku oddziaływania dyrektywy koniecznością staje się zabudowa kolejnych instalacji służących ograniczeniu emisji dwutlenku siarki, ale również tlenków azotu i pyłów, obecnie głównie w jednostkach mniejszych.

Według Statystyki Elektroenergetyki Polskiej 2012 liczba kotłów energetycznych działających w krajowych elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych to łącznie 382, z tego 353 o wydajności powyżej 20 t/h; w elektrociepłowniach przemysłowych 180, z tego 164 o wydajności powyżej 20 t/h. Do tej puli należy doliczyć duże i średnie kotły wodne w energetyce zawodowej oraz ciepłownictwie. W sumie jest to więc ponad 500 kotłów energetycznych i również kilkaset kotłów wodnych, które spełniają warunek mocy jednostkowej przekraczającej 15 MW. Z tej puli do wyposażenia w instalacje ochrony powietrza kwalifikuje się jedynie część, pozostałe zakończą eksploatację w wyniku działania derogacji lub zostaną wycofane z powodów ekonomiczno-środowiskowych. Nawet, jeśli wziąć pod uwagę tylko kotły energetyczne o wydajności ponad 100 t/h oraz ciepłownice o mocy powyżej 50 MW (a więc kotły rusztowe do klasy WR-25 włącznie) problem wyposażenia w instalacje odsiarczania spalin, ewentualnie ograniczenia emisji NOx dotyczy około 400 jednostek.

Dotychczas w instalacje odsiarczania, według [Masłowska 2014], gdzie odwzorowany został stan potrzeb na koniec roku 2013, wyposażone zostały 73 kotły (technologia mokra lub półsucha), dalszych 28 kotłów to jednostki fluidalne, dla których można przyjąć możliwość wypełnienia zaostrożonych standardów emisyjnych 2016. W przypadku kolejnych 25 kotłów inwestycje w odsiarczanie można uznać za pewne w najbliższym czasie. Dalsze inwestycje, dotyczące pozostałych około 275 kotłów są koniecznością, ale wciąż odkładaną w czasie, między innymi w wyniku mechanizmów wymienionych poprzednio. Skala potrzeb inwestycyjnych w odniesieniu do instalacji służących ograniczeniu emisji NOx jest co najmniej równie wysoka. Wymogi formalne dla instalacji „istniejących” wymuszają to od roku 2016, po raz pierwszy w historii polskiej energetyki. W przypadku kotłów opalanych węglem brunatnym spełnienie wymogów okazuje się możliwe do osiągnięcia tzw. metodami pierwotnymi (realizowanymi na etapie przygotowania paliwa lub samego procesu spalania, a więc przed powstaniem substancji szkodliwych). W odróżnieniu od nich metody wtórne polegają na usuwaniu substancji już powstałych. Są zwykle droższe inwestycyjnie i eksploatacyjnie od metod pierwotnych.

Należy zwrócić uwagę, że przyjęcie za graniczną moc w paliwie równą 15 MW sprawiło, że niejasna jest sytuacja w przypadku niezwykle popularnych w ciepłownictwie kotłów WR-10. Ich moc w paliwie oscyluje wokół 15 MW. Jak wygląda ten problem w skali kraju zilustrowano na rys. 5. Przedstawiono na nim histogram rozkładu liczby i mocy kotłów w zakresie 10–15 MW (w paliwie). W przedziale 15–18 MW znajduje się 47 kotłów. W większości są to kotły WR-10. Wydaje się, że w każdym z tych przypadków celowe będzie dokonanie modernizacji kotła w wyniku, której zostanie zmniejszona moc w paliwie poniżej 15 MW i dzięki temu kocioł zostanie wyłączony spod działania dyrektywy.



Rys. 5. Histogram liczby i sumarycznej mocy kotłów o mocy 10–20 MW w przedziałach co 1 MW

Źródło: [Bujalski, Badyda, Laskowski, Lewandowski, 2009].

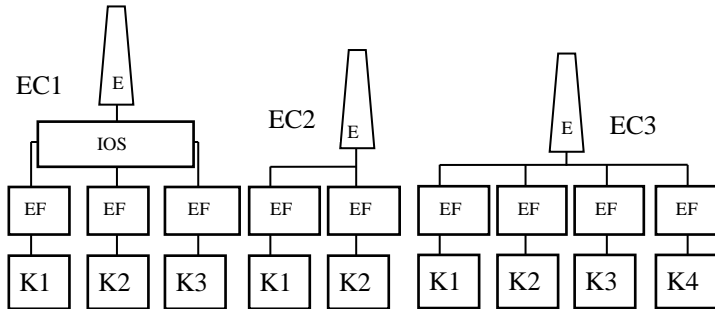
SKUTKI DYREKTYWY O CHARAKTERZE LOKALNYM NA WYBRANYM PRZYKŁADZIE ELEKTROCIĘPŁOWNI PRZEMYSŁOWEJ

Jako obiekt do przedstawienia skutków wprowadzenia dyrektywy wybrany został obiekt składający się z dwóch zakładów produkcyjnych, w których skład wchodzi trzy elektrociepłownie przemysłowe (EC I, EC II i EC III) produkujące parę i energię elektryczną na potrzeby własne, przy czym nadwyżka energii elektrycznej może zostać sprzedana do krajowego systemu elektroenergetycznego.

W części kotłowej Elektrociepłownia EC I składa się z trzech jednakowych kotłów o sumarycznej mocy dostarczanej w paliwie 213 MW, spaliny pochodzące z tych jednostek są oczyszczane w trzech elektrofiltrach oraz w instalacji odsiarczania spalin metodą półsuchą. W EC II źródłem pary są dwa identyczne kotły o łącznej mocy cieplnej 218 MW dostarczonej w paliwie i wyposażone jedynie w instalację odpylania spalin. Elektrociepłownie EC I i EC II wchodzi w skład pierwszego zakładu produkcyjnego i są ze sobą połączone rurociągami pary technologicznej. Elektrociepłownia EC III wchodząca w skład drugiego zakładu wyposażona jest w cztery identyczne kotły parowe o łącznej mocy w paliwie 394 MW wraz z instalacją odpylania spali. Na rys. 6 przedstawiono schematycznie konfigurację poszczególnych EC wraz z instalacjami oczyszczania spalin.

Wszystkie zabudowane na kotłach instalacje odpylania i odsiarczania spalin spełniają obecnie obowiązujące standardy określone rozporządzeniem ministra środowiska w zakresie dwutlenku siarki, tlenków azotu i pyłów. Od roku 2016 zaczną obowiązywać nowe standardy emisyjne zgodnie z dyrektywą w sprawie emisji przemysłowych. W przypadku utrzymania dotychczasowej konfiguracji

instalacji, standardy emisyjne ustanowione zostaną przy uwzględnieniu sumy nominalnych mocy kotłów podłączonych do wspólnych emitorów, a nie jak dotychczas w odniesieniu do nominalnej mocy dostarczonej w paliwie do kotła.



Rys. 6. Konfiguracja EC; K – kocioł, EF – elektrofiltr, IOS – instalacja odsiarczania spalin, E-emitor (komin)

Źródło: opracowanie własne.

W tabeli 1 zestawione zostały obecnie obowiązujące standardy emisji wynikające z rozporządzenia Ministra Środowiska z 2011 roku z nowymi wynikającymi z wprowadzenia dyrektywy IED [RMŚ 2011; IED 2010].

Tabela 1. Porównanie obecnie obowiązujących standardów i nowych wynikających z dyrektywy IED

Obiekt	SO ₂		NO _x		pył	
	[mg/Nm ³]		[mg/Nm ³]		[mg/Nm ³]	
	Standard RMŚ	Standard IED	Standard RMŚ	Standard IED	Standard RMŚ	Standard IED
EC I	1500	250	600	200	100	25
EC II	1500	250	600	200	100	25
EC III	1500	200	600	200	100	20

Źródło: opracowanie własne.

MODERNIZACJA EC

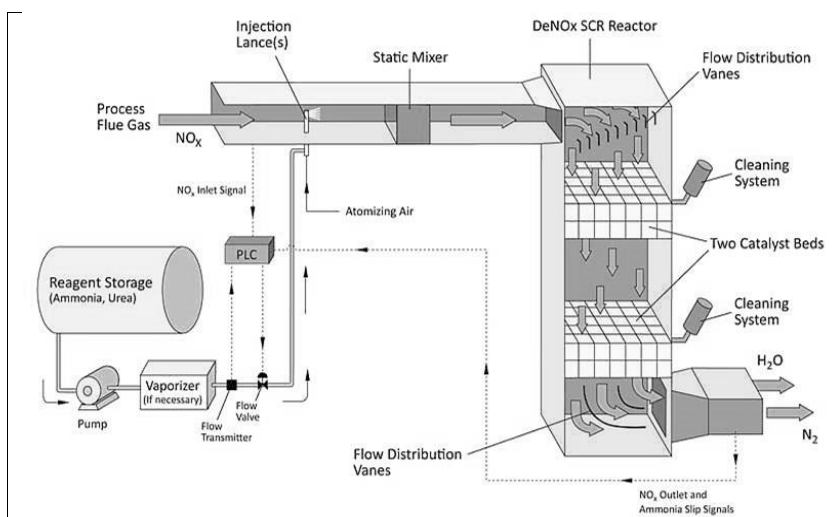
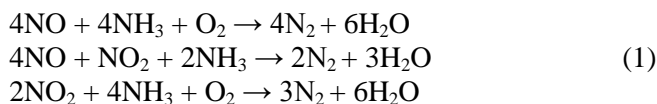
Eksploatowane w EC I kotły spełniają wymagania stawiane przez dyrektywę IED w zakresie emisji pyłów oraz dwutlenku siarki, natomiast nie spełniają wymagań w zakresie emisji NO_x. Aby to było możliwe konieczne jest wybudowanie instalacji odazotowania spalin o sprawności minimum 50%, by obniżyć stężenie emisji z ok. 400 do 200 mg/Nm³.

Kotły wchodzące w skład EC II nie posiadają instalacji odsiarczania ani odazotowania spalin. Aby spełniały wymagania dyrektywy IED z zakresu stężeń

emisji, niezbędne jest wybudowanie instalacji odsiarczania spalin o minimalnej sprawności równej 85% oraz instalacji odazotowania spalin o sprawności minimum 65%, pozwalające na ograniczenie stężenia do poziomu 250 mg/Nm³ dla związków siarki i 200 mg/Nm³ dla związków azotu.

Zainstalowane w EC III kotły nie spełnią wymagań dyrektywy w sprawie emisji przemysłowych w zakresie emisji pyłu, NO_x, SO₂. W celu dostosowania do obowiązujących od 2016 roku standardów w elektrociepłowni należy wybudować instalację odsiarczania spalin o minimalnej sprawności równej 85%. Dodatkowo należy wybudować instalację odazotowania o sprawności 65% oraz dokonać głębokiej modernizacji układu odpylania.

Jako najodpowiedniejszą metodę ograniczenia związków azotu w spalinach w rozważanym przypadku zaproponowano technologię SCR (*Selective Catalytic Reduction*) [Szewczyk, 2014]. Metoda ta jest uznawana za jedną z najlepszych dostępnych technologii BAT (*Best Available Techniques*) i stosowana zarówno w nowych, jak i modernizowanych kotłach. Technika SCR jest katalitycznym procesem, w trakcie którego czynnik redukujący – woda amoniakalna – podawany jest do spalin. W katalizatorze zachodzą reakcje chemiczne czynnika z tlenkami azotu opisane równaniami (1), w wyniku których powstaje czysty azot i para wodna. Na rys. 7 przedstawiono schemat realizacji metody SCR.



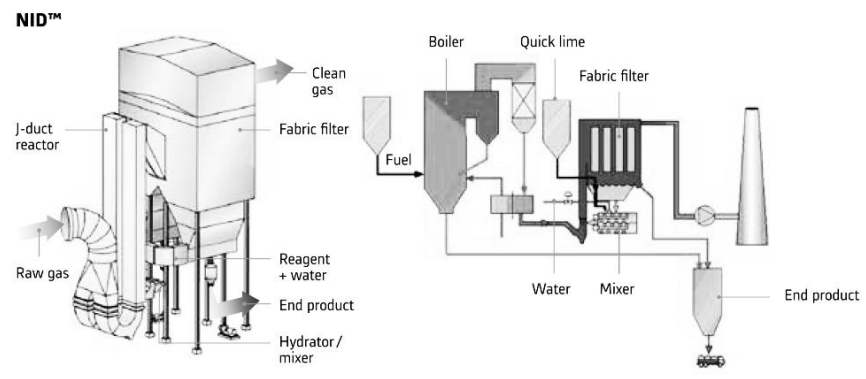
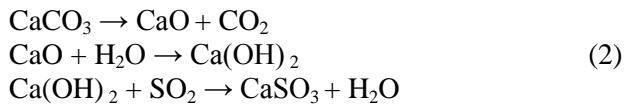
Rys. 7. Ideowy schemat realizacji metody SCR

Źródło: www.mcgillairclean.com/textDocs/news/deNOx_news.htm.

Reakcje $\text{NO}_x\text{-NH}_3$ są silnie zależne od temperatury. Optymalny zakres temperatury zależy od składu zastosowanego katalizatora, ale w większości jednostek przemysłowych opalanych węglem wynosi on $300\text{--}400^\circ\text{C}$. Podstawową zaletą procesu SCR jest wysoka skuteczność oraz możliwość prowadzenia procesu redukcji tlenków azotu w niższych temperaturach niż w innych procesach.

Rekomendowaną metodą odsiarczania spalin dla EC II i EC III jest metoda półsucha NID (*New Integrated Desulphurisation*) [Szewczyk 2014] oparta na użyciu filtracji workowej ze zintegrowanym reaktorem i recyrkulacją reagenta. Proces odsiarczania spalin polega na wprowadzeniu, w tym przypadku w specjalnie przygotowany kanał spalinowy usytuowany przed filtrem workowym, mieszaniny wapna gaszonego, wody oraz produktu wychwyconego w filtrze. Przereagowane z tlenkami siarki wapno tworzy suchy proszek, który wychwytywany jest w filtrach tkaninowych, a powstała w procesie woda ulega odparowaniu. Zaletami tej metody są wysoka skuteczność usuwania siarki dochodząca wg danych katalogowych do 98%, niskie koszty inwestycyjne oraz brak powstawania zanieczyszczeń ciekłych.

Schemat metody NID przedstawiony został na rys. 8, a uproszczony przebieg reakcji opisany został równaniami (2)



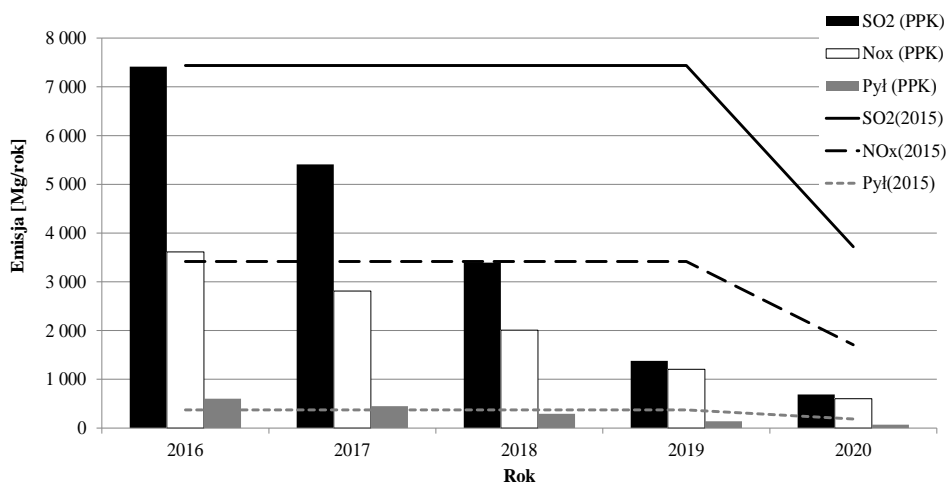
Rys. 8. Schemat technologiczny metody NID firmy Alstom

Źródło: www.alstom.com/Global/Power/Resources/Documents/Brochures/nid-flue-gas-desulphurisation.pdf.

Należy zwrócić uwagę, że całkowity proces przystosowania elektrociepłowni pod wymogi dyrektywy IED będzie trwał kilka lat. Dodatkowo elektrociepłownie stanowią źródło nośników energii w procesie technologicznym wytwa-

rzania produktu finalnego, co skutkuje niemożliwością wyłączenia wszystkich instalacji jednocześnie. W związku z niedługim czasem pozostałym do wprowadzenia do Polskiego prawodawstwa treści dyrektywy, konieczne jest odsunięcie w czasie konieczności przestrzegania zaostrzonych standardów emisji. Możliwość taką daje skorzystanie z mechanizmu derogacyjnego, jakim jest *Przejściowy Plan Krajowy* (PPK). Podczas jego trwania obiekt nie może przekraczać pułapów emisji określonych na podstawie średniej ilości wyemitowanych spalin w latach 2001–2010 pomnożonej przez odpowiedni pułapowy standard emisji. Dla roku 2016, pułapowy standard emisji wyliczony jest zgodnie z Dodatkiem C, a dla 2019 r. zgodnie z Dodatkiem D zamieszczonym w załączniku do Decyzji 2012/115/UE. Pułapy dla lat 2017 i 2018 określa się w sposób zapewniający liniowy spadek pułapów między rokiem 2016 a rokiem 2019. Pułap na pierwszą połowę roku 2020 stanowi połowę pułapu wyliczonego dla roku 2019.

Na rys. 9 zestawiono prognozowaną emisję zanieczyszczeń z roku 2015 (linie) z dopuszczalnymi pułapami wynikającymi z uczestnictwa w PPK (słupki).



Rys. 9. Porównanie prognozowanej emisji dwutlenku siarki, tlenków azotu i pyłów z roku 2015 i pułapów emisyjnych wynikających z PPK

Źródło: opracowanie własne.

HARMONOGRAM MODERNIZACJI

Najtrudniejszym zadaniem dla całego przedsiębiorstwa jest przeprowadzenie prac modernizacyjnych w taki sposób, aby zakład produkcyjny otrzymywał wymaganą ilość pary oraz, aby instalacje oczyszczania spalin były oddawane w tempie pozwalającym na wywiązanie się pułapów warunkujących udział w PPK.

W tabelach 2 i 3 przedstawiono harmonogram prac modernizacyjnych. Harmonogram prac został rozplanowany w ten sposób, aby wyłączenia kotłów związane z modernizacją nie zakłócały planów produkcyjnych zakładu [Szewczyk, 2014].

Tabela 2. Harmonogram prac modernizacyjnych EC I oraz EC II

	2014				2015				2016				2017				2018			
	kwartał				kwartał				kwartał				kwartał				kwartał			
EC I oraz EC II	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
SCR kotła K1 EC I				1	1	1			2	2	3	4	4	4						
SCR kotła K2 EC I				1	1	1						2	2	3	4	4				
SCR kotła K3 EC I				1	1	1										2	2	3	4	
IOS kotłów EC II				1	1	1						2	2		3	3				
SCR kotła K4 EC II				1	1	1	2	2	2	3	4									
SCR kotła K5 EC II				1	1	1									2	2	2	3		4

Przetarg	1	Prace modernizacyjne niewymagające wyłączenia kotła	3
Projektowanie	2	Prace modernizacyjne wymagające wyłączenia kotła	4

Źródło: [Szewczyk, 2014].

Tabela 3. Harmonogram prac modernizacyjnych EC III

	2014				2015				2016			
	kwartał				kwartał				kwartał			
EC III I	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
SCR kotła K1	1	1	1	3	3							
Modernizacja elektrofiltru K1												
SCR kotła K2	1	1	1	3	3							
Modernizacja elektrofiltru K2												
IOS kotłów K1, K2 nitka I	1	1	1	3	3							
SCR kotła K3	1	1	1	3	3							
Modernizacja elektrofiltru K3												
SCR kotła K4	1	1	1	3	3							
Modernizacja elektrofiltru K4												
IOS kotłów K3, K4 nitka II	1	1	1	3	3							

Przetarg	1	Prace modernizacyjne niewymagające wyłączenia kotła	3
Projektowanie	2	Prace modernizacyjne wymagające wyłączenia kotła	4

Źródło: [Szewczyk, 2014].

Po ukończeniu prac modernizacyjnych w roku 2018 jednostki będą spełniały wytyczne dyrektywy IED z zakresu emisji zanieczyszczeń znajdujących się w spalinach. Ograniczenie stężeń emisji do standardów dyrektywy nie wystarczy jednak, aby w 2019 roku oraz w pierwszej połowie roku 2020 wywiązać się z ograniczeń wynikających z pułapów PPK. Wynika to z faktu, że obliczanie pułapów bazowało na średnim zużyciu paliwa w latach 2001–2010, a od 2014 r.

planowane jest zwiększenie produkcji pary na potrzeby technologiczne i w związku z tym zwiększenie zużycia węgla. W tym wypadku, aby uczestnictwo w PPK było możliwe do jego zakończenia, niezbędne jest obniżenie stężeń emisji do poziomu 175 mg/Nm^3 dla związków azotu oraz 200 mg/Nm^3 dla dwutlenku siarki. Alternatywnym rozwiązaniem jest wystąpienie z PPK natychmiast po wykonaniu niezbędnych prac i eksploatacja zgodnie ze standardami dyrektywy o emisjach przemysłowych już bez konieczności przestrzegania dodatkowych pułapów.

KOSZTY MODERNIZACJI

Dostosowanie obiektów energetycznego spalania do wymogów dyrektywy IED wymaga poniesienia przez przedsiębiorstwo w okresie najbliższych 5 lat nakładów finansowych w kwocie blisko 300 mln PLN [Szewczyk, 2014]. Najdroższym przedsięwzięciem jest budowa dwóch instalacji odsiarczania spalin, których cena osiąga ok. 60% całkowitych nakładów. Dodatkowo każdego roku zakład będzie musiał wydać od 17 do 20 mln PLN w związku z eksploatacją instalacji. Biorąc pod uwagę fakt, że inwestycje te nie powodują zwiększenia efektywności energetycznej prowadzącej do zwrotu nakładów, a jedynie umożliwia dostosowanie się zakładu do nowych przepisów, każda zainwestowana złotówka wydaje się – z ekonomicznego punktu widzenia – straconą i przełożą się na wzrost cen produktu finalnego. Rzeczywiste wydatki poniesione przez Inwestora na dostosowanie elektrociepłowni do wymogów wynikających z dyrektywy IED będą większe, gdyż całość przedsięwzięcia finansowana będzie z kredytu bankowego.

Zestawienie nakładów inwestycyjnych i eksploatacyjnych dla każdej z elektrociepłowni przedstawione zostały w tabeli 4.

Tabela 4. Nakłady inwestycyjne i eksploatacyjne konieczne do poniesienia przez EC

Technologia	Nakłady	Elektrociepłownia		
		EC I	EC II	EC III
SCR	inwestycyjne	35 mln	30 mln	56 mln
	eksploatacyjne	1.5 mln	1.5 mln	2 mln
IOS	inwestycyjne	-	65 mln	110 mln
	eksploatacyjne	-	5 mln	8.5 mln

Źródło: [Szewczyk, 2014]

PODSUMOWANIE

Autorzy niniejszej publikacji za cel postawili sobie omówienie zagrożeń dla sektora energetycznego, jakie niesie ze sobą wdrożenie dyrektywy IED na przykładzie wybranego zespołu elektrociepłowni przemysłowych. Dyrektywa poprzez wprowadzenie nowej definicji źródła oraz zaostrożenia standardów emisji

stawia nowe wyzwania w zakresie ochrony środowiska. Zwłaszcza w przypadku małych obiektów, składających się z kilku kotłów podłączonych do jednego wspólnego komina i wytwarzających ciepło lub energię elektryczną na lokalne potrzeby, nowe standardy emisji zrównują się z wymogami stawianymi dużym elektrowniom zawodowymi. Konieczność budowy instalacji do ochrony powietrza o sprawnościach porównywalnych z najlepszymi dostępnymi technikami może powodować nieracjonalny wzrost kosztów wytwarzania nośników energii w porównaniu z korzyściami, jakie uzyskuje się na skutek ochrony środowiska.

Wzrost kosztów wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w małych, lokalnych źródłach może spowodować nadmierny wzrost ceny nośników energii dla indywidualnego odbiorcy, a w przypadku odbiorców przemysłowych zmniejszyć ich konkurencyjność na rynku krajowym i międzynarodowym.

Rozważany w pracy zespół elektrociepłowni przemysłowych na dostosowanie się do wymogów dyrektywy będzie musiał ponieść nakłady finansowe w kwocie ok. 300 mln PLN. Zaproponowana inwestycja nie przyczyni się do poprawy efektywności energetycznej obiektu, a jedynie zapewni spełnienie norm ochrony środowiska. Dodatkowo na skutek budowy instalacji odsiarczania i odazotowania spalin zwiększą się potrzeby własne elektrociepłowni, a to z kolei spowoduje dodatkową emisję gazów cieplarnianych.

LITERATURA

- Badyda K., Lewandowski J., 2008, *Uwarunkowania rozwoju w Polsce energetyki wykorzystującej węgiel*, „Energetyka”, marzec.
- Badyda K., Lewandowski J., Bujalski W., 2012, *New emission conditions of power industry as the result of implementation of the Climate and Energy Package*, “Polish Journal of Environmental Studies”, Vol. 21 No. 5A.
- Broszura technologii deNOx McGill Air Clean, www.mcgillairclean.com/textDocs/news/deNOx_news.htm (dostęp: sierpień 2014 r.).
- Broszura technologii Odsiarczania spalin, strona internetowa www.alstom.com/Global/Power/Resources/Documents/Brochures/nid-flue-gas-desulphurisation.pdf (dostęp: sierpień 2014 r.).
- Bujalski W., Badyda K., Laskowski R., Lewandowski J., 2009, *Opracowanie wariantowych propozycji i zakresu szczególnego traktowania instalacji podlegających dyrektywie w sprawie emisji przemysłowych*, Uczelniane Centrum Badawcze Energetyki i Ochrony Środowiska Politechniki Warszawskiej, Warszawa (niepublikowane).
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r., w sprawie emisji przemysłowych – IED, <http://ippc.mos.gov.pl/ippc/?id=5> (dostęp: sierpień 2014 r.).
- Maśłowska J., 2014, *Analiza rynku instalacji odsiarczania spalin w kontekście potrzeb inwestycyjnych polskiego sektora energetycznego w związku z wejściem w życie dyrektywy IED oraz możliwe kierunki rozwoju tego rynku w perspektywie roku 2030*, pra-

ca dyplomowa magisterska, Wydział Mechaniczny Energetyki i Lotnictwa Politechniki Warszawskiej (praca utajniona).

Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 22 kwietnia 2011 r. w sprawie standardów emisyjnych z instalacji (Dz.U. z 2011 r., nr 95, poz. 558).

Szewczyk A., 2014, *Modernizacja wybranej instalacji kotłowej w celu ograniczenia emisji substancji szkodliwych do atmosfery*, praca dyplomowa inżynierska, Wydział Mechaniczny Energetyki i Lotnictwa Politechniki Warszawskiej (praca utajniona).

Streszczenie

W pracy podjęto próbę omówienia skutków, jakie niesie ze sobą zaimplementowanie w polskim prawodawstwie Dyrektywy 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych – IED. Dyrektywa IED wprowadza nowe zintegrowane podejście do ochrony powietrza, gleby, wody, gospodarki odpadami, efektywności energetycznej i zapobiegania wypadkom. W przypadku sektora wytwarzania energii elektrycznej i ciepła wprowadza nową definicję źródła i zaostrza obecne standardy dotyczące emisji dwutlenku siarki, tlenków azotu i pyłów. Ma to istotne znaczenie zwłaszcza w przypadku małych lokalnych źródeł produkujących na potrzeby mieszkańców i drobnego przemysłu, dla których standardy niemal zrównują się ze standardami dużych elektrowni zawodowych. Na przykładzie zespołu elektrociepłowni przemysłowych omówiono najważniejsze problemy, jakie niesie dla sektora energetycznego dyrektywa IED.

Słowa kluczowe: emisje zanieczyszczeń, dyrektywa IED

Selected Consequences of Adopting IED in Poland

Summary

The authors of the study attempt to analyse results of implementing stipulations of the Directive 2010/75/EU of 24 November 2010 on industrial emissions (IED) into the Polish national law. The IED introduces a new approach, which integrates problems of air, ground and water protection, waste management, energy efficiency and accident prevention. In case of power and heat generation sector, new definitions of emission sources are introduced, while binding standards for emission of sulphur dioxide, nitrogen oxides and particulate matter are tightened. This is particularly important for small local CHP plants serving residential communities and minor industries, for which the standards are almost identical to those applicable to large commercial power plants. Most important problems related to adoption of the Directive in the power generation sector are discussed using an example of an industrial combined heat and power generation facility.

Keywords: pollution emissions, IED Directive

JEL: Q52