

*prof. dr hab. inż. Krzysztof Badyda*<sup>1</sup>

Instytut Techniki Ciepłej/Maszyn i Urządzeń Energetycznych  
Politechnika Warszawska

*dr inż. Grzegorz Maciej Niewiński*<sup>2</sup>

Instytut Techniki Ciepłej/Maszyn i Urządzeń Energetycznych  
Politechnika Warszawska

*mgr inż. Andrzej Patrycy*<sup>3</sup>

Energoprojekt-Warszawa SA

*mgr inż. Wojciech Orzeszek*<sup>4</sup>

Energoprojekt-Warszawa SA

## **Próba oszacowania kosztów wdrożenia konkluzji BAT dla dużych źródeł spalania**

### WSTĘP

Podstawę zasobów wytwórczych polskiego sektora elektroenergetycznego stanowią bloki parowe spalające stałe paliwa kopalne, tj. węgiel kamienny i brunatny. Ich łączna moc zainstalowana w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (sektor elektrowni i elektrociepłowni zawodowych oraz elektrociepłowni przemysłowych) na koniec grudnia 2014 roku wynosiła 31 875 MWe, co stanowiło ponad 83,6% całkowitej mocy zainstalowanej [PSE, 2014]. Zgodnie z zapisami przedstawionymi w ostatniej wersji projektu Polityki Energetycznej Polski do roku 2050, z sierpnia 2015 r., dostępnego na stronach Ministerstwa Gospodarki [PEP 2050], stan ten nie ma ulec diametralnym zmianom w perspektywie najbliższych 15 lat. Do roku 2030 bloki węglowe powinny zachować dominujący udział w produkcji energii elektrycznej na poziomie ok. 60% przy zmniejsza-

---

<sup>1</sup> Adres korespondencyjny: tel. +48 22 234 52 81; e-mail: krzysztof.badyda@itc.pw.edu.pl

<sup>2</sup> Adres korespondencyjny: tel. +48 22 234 52 84; e-mail: grzegorz.niewinski@itc.pw.edu.pl

<sup>3</sup> Adres korespondencyjny: e-mail: apatrycy@energoprojekt.pl

<sup>4</sup> Adres korespondencyjny: e-mail: worzeszek@energoprojekt.pl

jącym się udziale w mocy zainstalowanej. Produkcja energii elektrycznej zwiększy się w perspektywie roku 2030 o ok. 30%, co przedstawione zostało w tabeli 1 i związane to będzie ze wzrostem gospodarczym oraz przesunięciem zużycia energii pierwotnej w kierunku energii elektrycznej.

Istotnym problemem polskiej energetyki jest starzenie się majątku wytwórczego i przesyłowego. Struktura wiekowa staje się tu coraz bardziej niekorzystna w wyniku braku nowych inwestycji po transformacji ustrojowej. Do niedawna piętrzyły się trudności w podejmowaniu decyzji o nowych realizacjach, przede wszystkim bloków węglowych.

**Tabela 1. Prognoza produkcji energii elektrycznej wg paliwa (TWh)**

Wyszczególnienie	2010	2015	2020	2025	2030
Węgiel kamienny	87,9	72,5	76,9	75,9	79
Węgiel brunatny	48,6	58,4	53,8	49,6	38,1
Gaz ziemny	6,8	5,8	11,8	11,9	13
OZE	11,6	20,6	34	36,9	51,9
Energia jądrowa	0	0	0	11,8	23,3
Inne	2,6	1,4	1,4	1,4	1,4
Razem	157,7	158,8	177,9	187,5	206,8

Źródło: [Polityka Energetyczna Polski do roku 2050 – projekt].

Stare wyeksploatowane jednostki muszą być systematycznie modernizowane i stopniowo zastępowane nowymi. Uzupełnieniem elektrowni węglowych w perspektywie roku 2030 będą w pierwszej kolejności źródła odnawialne wsparte źródłami gazowymi i energetyką jądrową [PEP 2050]. W tabeli 2 przedstawiono prognozę rozwoju mocy zainstalowanej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE).

**Tabela 2. Prognoza mocy zainstalowanej w produkcji energii elektrycznej wg paliwa (MWe)**

Wyszczególnienie	2010	2015	2020	2025	2030
Węgiel kamienny – istniejące	21 193	21 185	16 953	16 753	12 822
Węgiel kamienny – nowe	0	0	3 923	4 360	7 529
Węgiel brunatny – istniejące	8 750	8 350	7 557	7 557	6 617
Węgiel brunatny – nowe	0	0	450	450	450
Gaz ziemny	906	1 464	2 988	3 007	3 301
OZE	4 574	6 111	10 511	14 151	20 302
Energia jądrowa	0	0	0	1500	3000
Inne	582	582	472	372	272
Razem	36 005	37 692	42 854	48 150	54 293

Źródło: [Polityka Energetyczna Polski do roku 2050 – projekt].

Jednym z najmocniejszych wymuszeń zmian w bazie wytwórczej będzie oddziaływanie przepisów o ochronie środowiska będących konsekwencją postanowień i zaleceń zawartych w dyrektywach unijnych, przede wszystkim w Dy-

rektywie 2010/75/UE w sprawie emisji przemysłowych (dalej jako: Dyrektywa IED) [Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2010/75/UE..., 2010], ale również w pakiecie energetyczno-klimatycznym. Zaostrzone w stosunku do obecnych wymogi Dyrektywy IED, wprowadzającej rygorystyczne standardy emisyjne w życie dla źródeł istniejących od roku 2016, ulegną już w horyzoncie kilku najbliższych lat kolejnej zmianie, głównie poprzez wprowadzenie BAT (*Best Available Techniques* – najlepszych dostępnych technik) i dalszej zmianie wymogów emisyjnych na bardziej surowe.

W artykule spróbowano przedstawić najważniejsze problemy z dostosowaniem sektora elektroenergetycznego do wymagań stawianych przez Dyrektywę IED, a w szczególności zgodności z konkluzjami BAT.

## HISTORIA OGRANICZANIA EMISJI ATMOSFERYCZNYCH W POLSCE

Wymogi emisyjne dotyczące instalacji energetycznego spalania paliw ulegają w Polsce systematycznie zaostrzaniu praktycznie od rozpoczęcia procesu transformacji ustrojowej. Pierwsze przepisy bezpośrednio je regulujące wprowadzono w naszym kraju w roku 1990. Od momentu podjęcia z Unią Europejską negocjacji Traktatu Akcesyjnego rozpoczął się proces unifikacji wymogów krajowych ze standardami emisyjnymi obowiązującymi w Unii. W odniesieniu do energetycznych instalacji spalania przedmiotem bezpośredniego limitowania były przede wszystkim: emisja dwutlenku siarki, NO<sub>x</sub> – tlenków azotu (w obowiązujących przepisach dotyczy to sumarycznej emisji NO oraz NO<sub>2</sub>, w przeliczeniu na NO<sub>2</sub>) oraz pyłu. Obowiązującym od roku 2011 dokumentem, w oparciu o który wyznaczane są standardy emisyjne w Unii jest Dyrektywa IED [Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2010/75/UE..., 2010]. Wymogi zawarte w tym dokumencie odnoszą się do źródeł spalania o mocy dostarczanej w paliwie większej niż 50 MW (dużych instalacji spalania – LCP). Przeniesienia Dyrektywy IED do przepisów krajowych dokonano w Rozporządzeniu Ministra Środowiska z roku 2014 [Rozporządzenie Ministra Środowiska..., 2014]. Poprzednie rozporządzenia krajowe już od roku 1998 bazowały na łagodniejszym poziomie wymogów unijnej Dyrektywy 2001/80/UE (LCP) [Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2001/80/UE..., 2001]. Porównania standardów emisyjnych wynikających ze wspomnianych dyrektyw dokonano w tabeli 3. Prezentowane w niej wymogi odnoszą się do „urządzeń istniejących”. Osobną, traktowaną bardziej restrykcyjnie kategorię objętą standardami emisyjnymi stanowią „urządzenia nowe”. Przyporządkowanie do kategorii „urządzenia nowe” oraz „urządzenia istniejące” ma charakter dynamiczny. Kryterium są graniczne daty uzyskania stosownych pozwoleń lub rozpoczęcia eksploatacji. Daty te są przesuwane w czasie wraz z powstawaniem nowych regulacji prawnych. Przepisy krajowe, w tym Rozporządzenie Ministra Środowiska [Rozporządzenie Ministra Środowiska..., 2014]

odnoszą się do źródeł emisji o mocy dostarczanej w paliwie przekraczającej poziom 1 MW, a więc obejmują również instalacje spoza kategorii LCP.

Dyrektywy dotyczące emisji ze źródeł LCP odwołują się do najlepszych dostępnych technik (BAT). Stan techniki jest definiowany dla poszczególnych branż przemysłu, z odniesieniem do poziomu wymogów środowiskowych, w dokumentach referencyjnych (BREF). Dokument taki dla instalacji LCP zdefiniowano w roku 2006 [*Integrated Pollution...*, 2006]. Powstał on w wyniku długoletnich, blisko dziesięcioletnich prac. Zalecane poziomy emisji związane z najlepszą techniką BAT sformułowano w nim definiując przedziały osiągniętych możliwości technicznych dla poszczególnych zanieczyszczeń i technologii. Górny poziom z przedziałów podanych w BREF stał się podstawą do wymogów emisyjnych sformułowanych w dyrektywie IED, a następnie w przepisach krajowych. Dynamikę zmian wymogów emisyjnych wynikających z dyrektyw [Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2001/80/UE..., 2001] oraz [Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2010/75/UE..., 2010] przedstawiono, na przykładzie paliw węglowych w publikacji [Badyda i Niewiński, 2015].

Istotną różnicą w stosunku do przepisów dotychczas obowiązujących w kraju jest zmiana interpretacji pojęcia źródła emisji. W trakcie przygotowywania Dyrektywy IED dokonano tu ujednoczenia interpretacji. W Polsce w odniesieniu do istniejących źródeł, które uzyskały pozwolenie budowlane przed 1 lipca 1987 r. zgodnie z dyrektywą 88/609/EWG (pierwszą dyrektywą LCP) odnosiło się to do jednostek kotłowych. W niektórych krajach odnoszono to do wspólnego emitora (komina). Konieczność dostosowania do obecnie obowiązującej interpretacji skutkuje dodatkowym zastrzeżeniem wymagań, szczególnie w mniejszych instalacjach. Agregacja (łączenie) mocy zgodnie z tzw. pierwszą zasadą łączenia, która jest transponowana przez art. 157a pkt 2, ust. 1 powoduje dodatkowe zastrzeżenie standardów emisyjnych (wynika to z zastrzeżenia wymogów wraz ze wzrostem mocy instalacji – patrz tabele 3 i 4).

Technologie ograniczania emisji zanieczyszczeń atmosferycznych w instalacjach spalania dzielone są zwyczajowo na dwie kategorie, określane mianem pierwotnych i wtórnych. Do pierwszej zalicza się sposoby polegające na ograniczaniu powstawania substancji uznawanych za szkodliwe przed i w trakcie procesu spalania. Generalnie można tu wymienić środki realizowane drogą konwersji paliwa na sprzyjające niższej emisji oraz niskoemisyjne technologie spalania. Druga to technologie wtórne, polegające na usuwaniu substancji szkodliwych ze spalin, zazwyczaj droższe inwestycyjnie i eksploatacyjnie. Z tego względu sięga się po nie dopiero, gdy możliwości związane z metodami pierwotnymi zostają wyczerpane. Tak się dzieje na etapie wdrażania Dyrektywy IED do przepisów krajowych. Na skutek wprowadzenia mechanizmów opóźniających wprowadzenie jej wymogów w odniesieniu do niektórych instalacji proces ich wdrażania ulega częściowemu opóźnieniu w stosunku do wspomnianej daty granicznej (rok

2016), ale już dziś w większości instalacji energetycznych trwa proces intensywnego przystosowywania do nowych standardów emisyjnych.

Dyrektywa [Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2010/75/UE..., 2010] nie jest ostatnim wyzwaniem dla energetyki w zakresie ochrony przed emisją do atmosfery. Dalsze zaostrenie wymogów ma przynieść wprowadzenie tzw. konkluzji BAT wynikających z propozycji nowego BREF dla instalacji LCP [Best Available Techniques..., 2013], przedstawionego do konsultacji w lipcu roku 2013. Poziom wymogów emisyjnych jest tu wyższy nie tylko ze względu na dalsze zaostrenie wymogów dotyczących „tradycyjnie” zwalczanych zanieczyszczeń w spalinach kotłowych, ale również z uwagi na wprowadzenie poziomów emisji związanych z najlepszymi dostępnymi technikami (tzw. BAT AELs – *BAT-Associated Emission Levels*) dla substancji, których emisja nie była bezpośrednio ograniczana – tabela 4. Chodzi na przykład o rtęć, z innych substancji amoniak (istotne w przypadku kotłów wyposażonych w instalacje SCR oraz SNCR), chlorowodór, fluorowodór, tlenek węgla. Prace nad nowym dokumentem są jeszcze w toku. W kwietniu 2015 r. Biuro IPPC opublikowało kolejną wersję projektu konkluzji BAT oraz tzw. Background Paper, dokument stanowiący omówienie uwag zgłoszonych do wersji z lipca 2013 r. przez przedstawicieli poszczególnych krajów i organizacji przemysłowych i ekologicznych zaangażowanych w procedurę uzgadniania treści tego dokumentu. Decyzja w sprawie przyjęcia Konkluzji spodziewana jest w roku 2016, zaś publikacja w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej – na początku roku 2017. Wynikająca z tego przypuszczalna data graniczna dostosowania się do nowych wymogów to początek 2021 roku.

**Tabela 3. Porównanie standardów emisji NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, pyłów dla istniejących źródeł spalania**

Moc termiczna źródła MWt		LCP [mg/Nm <sup>3</sup> ]	IED [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Konkluzje BAT wg projektu z 1.04.2015 r. [mg/Nm <sup>3</sup> ]	
				średnioroczne	średniodobowe
SO <sub>2</sub>	50–100	2000	400	150 – 360	170 – 400
	100–225	2000–400 liniowy spadek	250	80 – 200	135 – 250
	225–300				
	300–500	400	200	10 – 130 PC 20 – 180 CFB	25–205 PC 50–220 CFB
>500					
NO <sub>x</sub>	50–100	600	300	100 – 270	165–330
	100–300			100 – 180	155–210
	300–500	500*/200	200	65 – 150 PC wk 50 – 180 FBC, PC wb	140 – 220 PC wk 80 – 200 FBC, PC wb
	>500				
Pył	50–100	100	30	2 – 20	4 – 28
	100–300		25		4 – 25
	300–500	50	20	2 – 15	4 – 20
	500–1000				
	>1000				

\* – standard emisji obowiązujący do końca 2015 roku, PC – kotły pyłowe, FBC – kotły fluidalne, wk – węgiel kamienny, wb – węgiel brunatny

Źródło: opracowanie własne.

Może to oznaczać konieczność podjęcia kolejnej kumulacji inwestycji w instalacje ochrony powietrza, w tym w instalacjach energetycznych, dla których zgodnie z obowiązującymi obecnie mechanizmami odroczenia wymogów poprzednich, obowiązują wynikające z elastycznych mechanizmów dyrektywy IED terminy zakończenia pomiędzy rokiem 2020 (Przełomowy Plan Krajowy) a 2022 r. (wybrane instalacje ciepłownicze). Autorzy propozycji nowego BREF-u nie wzięli bowiem pod uwagę uwarunkowań wynikających z wynegocjowanych, w znacznej mierze przy udziale Polski, złagodzeń oddziaływania Dyrektywy IED, polegających na odroczeniu, według uzgodnionych mechanizmów (syntetyczny ich opis można odnaleźć na przykład w publikacji [Badyda, 2015]), działania zaostrzonych standardów emisyjnych.

W tabeli 3 przedstawiono porównanie obowiązujących standardów emisyjnych tlenków azotu, dwutlenku siarki i pyłów dla instalacji „istniejących zgodnie z konkluzjami BAT”, tj. instalacji, która uzyskała pozwolenie zintegrowane po raz pierwszy przed publikacją Konkluzji BAT lub nastąpiła całkowita „wymiana” instalacji przed publikacją Konkluzji BAT dla Dyrektywy LCP, Dyrektywy IED oraz BREF. W tabeli 4 przedstawiono nowe, dodatkowe wymagania jakie muszą spełniać istniejące instalacje po wprowadzeniu konkluzji BAT.

**Tabela 4. Dodatkowe wymagania konieczne do spełnienia przez istniejące instalacje po wprowadzeniu konkluzji BAT**

Wyszczególnienie		Moc w paliwie [MWt]			
		50÷100	100÷300	300÷1000	>1000
[mg/Nm <sup>3</sup> ]	HCl	2 – 10	< 1 – 5		
	HF	0,2 – 5	< 0,1 – 3		
	CO	10 – 140		5 – 100	
	NH <sub>3</sub>	< 10 mg/Nm <sup>3</sup> z SNCR			
[µg/Nm <sup>3</sup> ]	Rtęć, węgiel kamienny	1 – 9		1 – 4	
	Rtęć, węgiel brunatny	2 – 10		< 1 – 10	
sprawność wytwarzania energii elektrycznej netto [%]		32,5 – 41,5			33,5 – 44
sprawność konwersji energii netto [%]		75 – 97			

HCl – chlorowodór, HF – fluorowodór, CO – tlenek węgla, NH<sub>3</sub> – amoniak, SNCR – technologia selektywnej niekatalitycznej redukcji tlenków azotu

Źródło: opracowanie własne.

## PRÓBA OSZACOWANIA KOSZTÓW WDROŻENIA BREF

Proces dostosowania „istniejących”, a także „nowych” instalacji LCP do ostrzejszych norm emisyjnych wprowadzanych przez dokument referencyjny BAT jest zagadnieniem znacznie bardziej wymagającym niż tylko określenie

kosztów i budowa odpowiednich instalacji proekologicznych. W procesie tym należy także uwzględnić bezpieczeństwo funkcjonowania KSE, zewnętrzne koszty środowiskowe, wzrost cen nośników energii dla ludności i przemysłu. Dlatego też w niniejszej pracy przeanalizowano trzy możliwe do realizacji scenariusze dostosowania instalacji LCP do konkluzji BAT:

- pełne dostosowanie – dostosowanie wszystkich źródeł spalania do konkluzji BAT w terminie do 2020 r.,
- niepełne dostosowanie – dostosowanie do konkluzji BAT w terminie do 2020 r. tych źródeł spalania, dla których korzyści dla środowiska są większe od kosztów dostosowania (odstępstwo art. 15(4) Dyrektywy IED),
- dostosowanie z przesunięciem w czasie – dostosowanie wszystkich źródeł spalania do konkluzji BAT w terminie do 2024 r.

Dla wszystkich scenariuszy określono nakłady inwestycyjne oraz koszty eksploatacji, jakie muszą ponieść instalacje na podstawie założeń opracowanych przez Energoprojekt-Warszawa SA.

### MODEL OBLICZENIOWY

Rachunek ekonomiczny możliwości dostosowania sektora LCP do wymogów zawartych w BREF przygotowany został w oparciu o następujący zestaw danych:

- lista instalacji LCP obecnie eksploatowanych wraz z informacją o planowanym terminie ich wyłączenia w rozbiciu na: moc źródła, technologię spalania i przynależność do sektora wytwarzania,
- jednostkowe nakłady inwestycyjne i eksploatacyjne dla każdej z technologii ograniczania emisji,
- w wariantcie niepełnego dostosowania uwzględniono koszty zewnętrzne powstałe na skutek emisji zanieczyszczeń do środowiska.

Całość oceny dokonano dla 1072 jednostek wytwórczych zgrupowanych w podsektorach elektrowni zawodowych, elektrociepłowni zawodowych, elektrociepłowni przemysłowych i przedsiębiorstwach energetyki cieplnej. W każdym z podsektorów obiekty uporządkowano przedziałami mocowymi zgodnymi z dokumentami BREF (50–100, 100–300, 300–500 i powyżej 1000 MWt), czasem i charakterem pracy (jednostki podstawowe, szczytowe, interwencyjne), rozwiązaniem konstrukcyjnym i rodzajem spalanego paliwa przez jednostki wytwórcze.

Roczne koszty instalacji ochrony powietrza atmosferycznego składają się z kosztów kapitałowych (CAPEX) i kosztów operacyjnych (OPEX). Czas zwrotu inwestycji przyjęty został na poziomie 15 lat, a w przypadku obiektów, których wyłączenie planowane jest przed tym terminem przyjęto czas ich planowanej pracy. Wynagrodzenie kapitału zostało obliczone jako roczna rata annuitalowa w funkcji zawierającej: nakłady inwestycyjne (PLN), średnioważony koszt kapitału (%), czas zwrotu z inwestycji (lata).

W tabeli 5 zaprezentowano przykładowe technologie redukcji zanieczyszczeń, jakie mogą być stosowane dla szczytowych kotłów opalanych węglem kamiennym wraz z przypisanymi im kosztami CAPEX i OPEX.

**Tabela 5. Nakłady inwestycyjne i roczne koszty eksploatacyjne dostosowania kotłów szczytowych opalanych węglem kamiennym do wymagań BAT**

Moc cieplna w paliwie		50–100 MWt		100–300MWt	
Zanieczyszczenie	Metoda redukcji	Capex [1000PLN / MWt]	Opex [1000PLN / MWh rok]	Capex [1000PLN / MWt]	Opex [1000PLN / MWh rok]
Pył	Filtr tkaninowy dla metody półsuchej – modernizacja	20	0,7	-	-
	Filtr tkaninowy dla metody półsuchej	-	-	80	0,6
SOx	Odsiarczanie metodą półsuchą z odprowadzeniem spalin przez filtr tkaninowy – modernizacja	45	6,5	-	-
	Odsiarczanie metodą półsuchą z odprowadzeniem spalin przez filtr tkaninowy	-	-	130	5,5
NOx	SNCR – modernizacja	40	0,5	80	0,4
Inteligentne sterowanie + regulowane napędy + monitorowanie emisji		20	0,3	15	0,5
Hg	procesy redukcji Hg z użyciem węgla aktywnego	10	1,7	10	1,5

Źródło: opracowanie własne Energoprojekt Warszawa SA, dane niepublikowane.

**Tabela 6. Jednostkowe koszty zewnętrzne dla sektora elektroenergetycznego**

Zanieczyszczenie	Koszty zewnętrzne [euro/Mg]
NOx	7 370
PM2,5	11 134
PM10	7 230
SO <sub>2</sub>	7 767
Hg	910 000

Źródło: [Revealing the costs of air pollution from industrial facilities in Europe].

Obliczenia zewnętrznych kosztów środowiskowych w wariantcie niepełnego przystosowania instalacji do wymogów BAT dokonano na podstawie danych przygotowanych w 2011 roku przez Europejską Agencję Środowiska [Revealing the costs..., 2011]. W tabeli 6 przedstawiono jednostkowe koszty zewnętrzne zanieczyszczeń z uwzględnieniem specyfiki polskiego sektora emisji przeliczone na ceny z roku 2020. Wartości te są zgodne z danymi, które można znaleźć w analizach prowadzonych dla polskiego sektora LCP [Kudełko, 2012].

Wszelkie analizy przygotowane zostały dla górnych (wyższych) wartości limitów zdefiniowanych w dokumentach referencyjnych. W przypadku, gdy



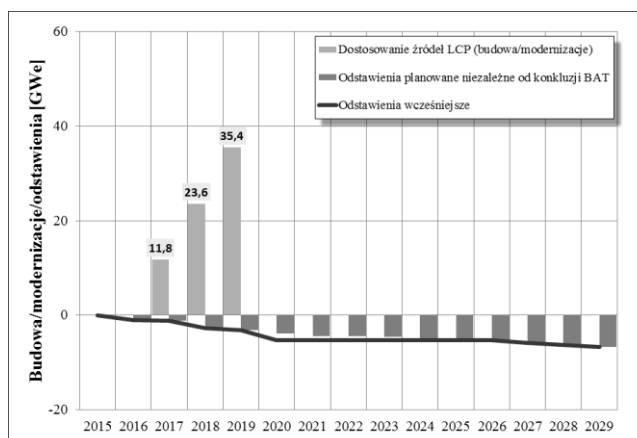
właściwe organy ds. ochrony środowiska określiłyby w pozwoleniach zintegrowanych dolne (niższe) wartości limitów emisji BAT AELs, to zakresy i koszty prac dostosowawczych byłyby znacząco większe, a co za tym idzie – wyniki z punktu widzenia sektora będą znacząco gorsze.

### SCENARIUSZ PEŁNEGO DOSTOSOWANIA

W scenariuszu bezwzględno dostosowania źródeł spalania do konkluzji BAT założono, że wszystkie jednostki LCP, które nie są planowane do wycofania przed 2020 r. muszą dostosować się od początku 2020 r. do ich wymagań.

Sytuacja ta dotyczy także obiektów, które będą korzystały z mechanizmów elastycznych art. 32, 33 i 35 Dyrektywy IED. Sytuacja wydaje się o tyle niebezpieczna, że instalacje, pomimo uzyskanych odstępstw od standardów wynikających z Dyrektywy do roku 2022/2023, już od początku 2020<sup>5</sup> będą musiały spełnić ostrzejsze wymagania emisyjne wynikające z konkluzji BAT.

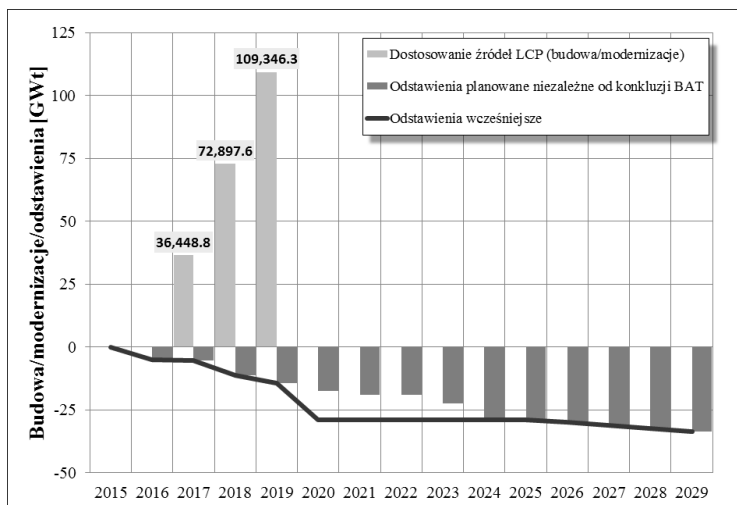
W scenariuszu bezwzględno dostosowania sektor będzie musiał ponieść wydatek rządu 12,2 mld PLN do końca 2019 r. na dostosowanie jednostek (modernizację i budowę nowych) o łącznej mocy cieplnej 109 346 MWt i mocy elektrycznej 35 429 MWe. Na rys. 1 i 2 przedstawiono harmonogram dostosowania i odstawień jednostek wytwórczych.



**Rysunek 1. Harmonogram dostosowań i odstawień jednostek wytwórczych w mocy elektrycznej do konkluzji BAT – scenariusz bezwzględno dostosowania**

Źródło: opracowanie własne.

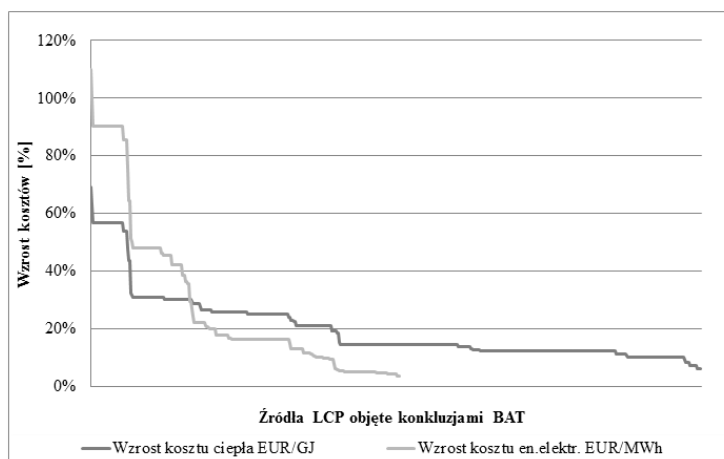
<sup>5</sup> W trakcie wykonywania analiz prognozowano publikację konkluzji BAT na początku 2016 r. co skutkowało koniecznością dostosowania od początku 2020 r. Aktualnie prognozuje się, że publikacja konkluzji BAT w Dzienniku Urzędowym UE nastąpi na początku 2017 r., co będzie skutkowało koniecznością dostosowania od początku 2021 r.



**Rysunek 2. Harmonogram dostosowań i odstawiń jednostek wytwórczych w mocy cieplnej w paliwie do konkluzji BAT – scenariusz bezwzględnego dostosowania**

Źródło: opracowanie własne.

Bezwzględne dostosowanie wszystkich jednostek do 2020 roku spowoduje, że część źródeł LCP przeznaczonych do wyłączenia z eksploatacji np. w latach 2021–2025, będzie zmuszona, na przewidziany okres pracy wykonać inwestycje dostosowawcze, co spowoduje znaczny wzrost kosztów wytwarzania energii elektrycznej i ciepła.



**Rysunek 3. Wzrost kosztów produkcji energii elektrycznej i ciepła na skutek dostosowania instalacji LCP do wymogów BAT**

Źródło: opracowanie własne.

Na rys. 3 przedstawiono przewidywany wzrost kosztów produkcji energii elektrycznej i ciepła w przeanalizowanym zbiorze jednostek LCP. Można spodziewać się, że prace dostosowawcze do konkluzji BAT spowodują wzrost kosztów wytwarzania nośników energii o więcej niż 30% w przypadku jednej trzeciej elektrowni i ok. 20% elektrociepłowni i ciepłowni. W konsekwencji może to spowodować ich wcześniejsze wyłączenie z eksploatacji zamiast poprowadzenia prac dostosowawczych. W takim przypadku należałoby się spodziewać dodatkowego wyłączenia ok. 11 675 MWt mocy termicznej w paliwie, a w tym ok. 1 391 MWe mocy elektrycznej.

### SCENARIUSZ NIEPEŁNEGO DOSTOSOWANIA

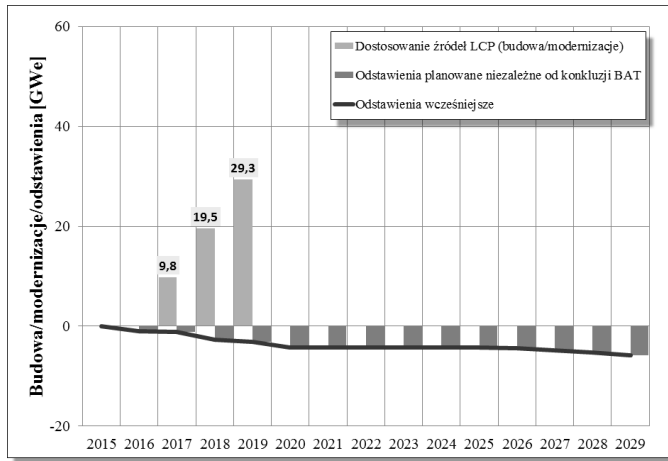
W scenariuszu niepełnego dostosowania źródeł założono, że prace dostosowawcze do konkluzji BAT zostaną poddane tylko na tych jednostkach, dla których koszty jakie należy ponieść na budowę i eksploatację instalacji do redukcji zanieczyszczeń są niższe niż korzyści, jakie odniesie środowisko na skutek ich budowy. Zatem, w przypadku, gdy uzyskane korzyści dla środowiska są mniejsze niż poniesione koszty na instalacje proekologiczne to dostosowanie instalacji do wymogów BAT jest nieefektywne środowiskowo i można skorzystać z odstępcstw od stosowania konkluzji BAT na podstawie art. 15(4) Dyrektywy IED i art. 204 ust. 2 ustawy Prawo Ochrony Środowiska.

W scenariuszu niepełnego dostosowania sektor musiałby ponieść wydatek rzędu 3,9 mld PLN do końca 2019 r. na przystosowanie jednostek o łącznej mocy cieplnej w paliwie 72 728 MWt i 29 310 MWe mocy elektrycznej. Ponad trzykrotny spadek nakładów na dostosowanie instalacji LCP do wymogów BAT w porównaniu do scenariusza bezwzględnie dostosowania wynika z konieczności modernizacji jedynie największych jednostek z sektora elektrowni i elektrociepłowni zawodowych, dla których jednostkowe koszty inwestycyjne są relatywnie niskie. W przypadku jednostek małych i należących do sektora elektrociepłowni przemysłowych i przedsiębiorstw energetyki cieplnej prace dostosowawcze są nieefektywne ekologicznie i w takim scenariuszu nie są wymagane.

Także w tym przypadku, gdyby operatorzy nie zdecydowali się na dostosowanie źródeł spalania, których czas eksploatacji jest nie dłuższy niż 5 lat od momentu zakończenia prac modernizacyjnych to na skutek wzrostu kosztów produkcji w wyniku krótkiego okresu amortyzacji instalacji dostosowawczej można spodziewać się w 2020 roku dodatkowych wyłączeń obiektów o mocy cieplnej w paliwie na poziomie 2 280 MWt i ok. 503 MWe mocy elektrycznej. Na rys. 4 i 5 przedstawiono harmonogram dostosowania i odstawień jednostek wytwórczych do konkluzji BAT.

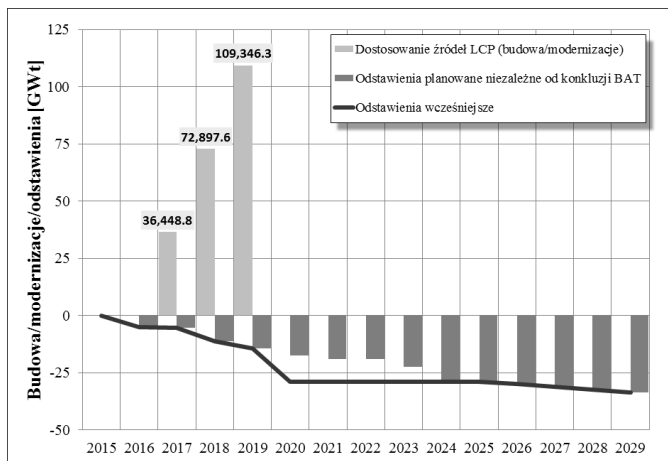
Należy podkreślić, że zgodnie z Dyrektywą IED państwa członkowskie są zobowiązane zapewnić zainteresowanej społeczności możliwość wczesnego i sku-

tecznego udziału w procedurach udzielania lub aktualizowania pozwolenia dla instalacji w przypadku stosowania art. 15, ust. 4, co oznacza że udzielanie pozwoleń w takich przypadkach odbywać się będzie pod kontrolą np. okolicznych mieszkańców i organizacji ekologicznych. Można oczekiwać, że m.in. z tego powodu uzyskiwanie odstępstw na podstawie art. 15(4) Dyrektywy IED nie będzie powszechne, ale będzie następować raczej w wyjątkowych przypadkach.



**Rysunek 4. Harmonogram dostosowań i odstawiń jednostek wytwórczych w mocy elektrycznej do konkluźji BAT – scenariusz niepełnego dostosowania**

Źródło: opracowanie własne.



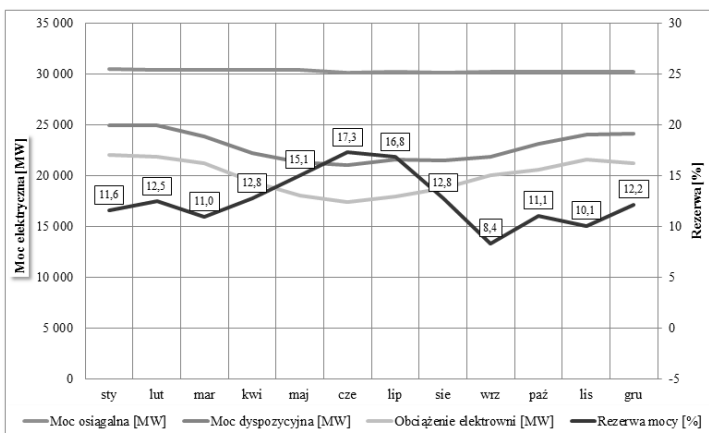
**Rysunek 5. Harmonogram dostosowań i odstawiń jednostek wytwórczych w mocy ciepłej w paliwie do konkluźji BAT – scenariusz niepełnego dostosowania**

Źródło: opracowanie własne.

## SCENARIUSZ DOSTOSOWANIA PRZESUNIĘTEGO W CZASIE

Zakładany w dyrektywie termin na dostosowanie się jednostek LCP do spełnienia wymagań BAT wydaje się być niewystarczający. Czas jaki jest niezbędny na uzyskanie odpowiednich pozwoleń, przeprowadzenie odpowiednich prac projektowych oraz wybór dostawców spowoduje ograniczenie tego terminu w warunkach optymistycznych do trzech lat, a w bardziej pesymistycznych skróci go nawet do połowy. Część z prac dostosowawczych takich jak budowa instalacji odsiarczania spalin można prowadzić w czasie normalnej eksploatacji jednostki, a w okresie remontowym podłączyć instalację do kolektora spalin. Inne, np. budowa instalacji odazotowania spalin w technologii SCR, mogą być przeprowadzane tylko w trakcie dłuższych przestojów remontowych lub wymagają wyłączenia jednostki z ruchu, którego termin musi być odpowiednio wcześniej uzgodniony z operatorem systemu elektroenergetycznego. Przy optymistycznym założeniu, że prace przygotowawcze uda się zrealizować w ciągu jednego roku, a na działania dostosowawcze pozostaną pozostałe 3 lata, średnio w każdym z tych lat należałoby modernizować istniejące zawodowe elektrownie ciepłowne o mocy ok. 8300 MWe.

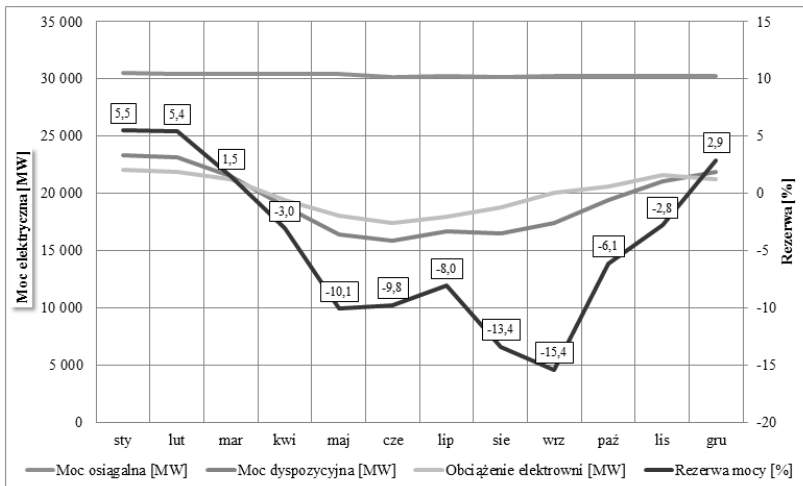
Na rys. 6 przedstawiono bilans mocy elektrowni ciepłownych zawodowych za rok 2013 pracujących w 7 i 8-letnich cyklach remontów kapitalnych. Kolorem zielonym zaznaczono moc dyspozycyjną i jest ona mniejsza od mocy osiągalnej o wartość ubytków spowodowanych remontami, przestojami awaryjnymi i ciepłownictwem. Kolorem żółtym zaznaczono obciążenie jednostek wytwórczych, a kolorem czerwonym rezerwę mocy w elektrowniach ciepłownych. Można zauważyć, że na przełomie całego roku 2013, w KSE jednostki ciepłowne zawodowe zapewniały rezerwę na poziomie nie mniejszym niż 10%. Jedynie w miesiącu wrześniu rezerwa spadła do 8,4%.



Rysunek 6. Miesięczny bilans mocy elektrowni ciepłownych zawodowych za rok 2013

Źródło: [Statystyka Elektroenergetyki Polskiej, 2013].

Na rys. 7 przedstawiono pracę elektrowni ciepłych zawodowych przy wyłączeniu jednostek LCP związanym z ich bezwzględny dostosowaniem do konkluzji BAT do roku 2020. Podobnie jak na poprzednim wykresie, rezerwę mocy obliczono jako różnicę mocy dyspozycyjnej i wymaganego obciążenia elektrowni zawodowych za rok 2013. Ubytki mocy wyznaczone zostały jako suma mocy jednostek w przestojach awaryjnych, ciepłowniczych oraz odstawię na dostosowanie jednostek do wymagań konkluzji BAT. Można zauważyć, że jedynie w miesiącach zimowych elektrownie ciepłe zawodowe posiadają niewielką rezerwę mocy wytwórczej. W pozostałych miesiącach, w tym tradycyjnym okresie remontowym, na skutek niedoboru mocy wytwórczych w jednostkach ciepłych mogą wystąpić niedobory energii elektrycznej w KSE, które trzeba będzie pokryć OZE lub importem. Dodatkowo w przypadku wystąpienia długotrwałych bardzo niekorzystnych warunków atmosferycznych tj. susza, brak opadów, bezwietrzna pogoda, może wystąpić zwiększone ryzyko powstania tzw. blackout i konieczność ograniczenia dostaw do odbiorców końcowych.



**Rysunek 7. Miesięczny bilans mocy elektrowni ciepłych zawodowych przy wyłączeniu jednostek LCP związanym z ich bezwzględny dostosowaniem do konkluzji BAT do roku 2020**

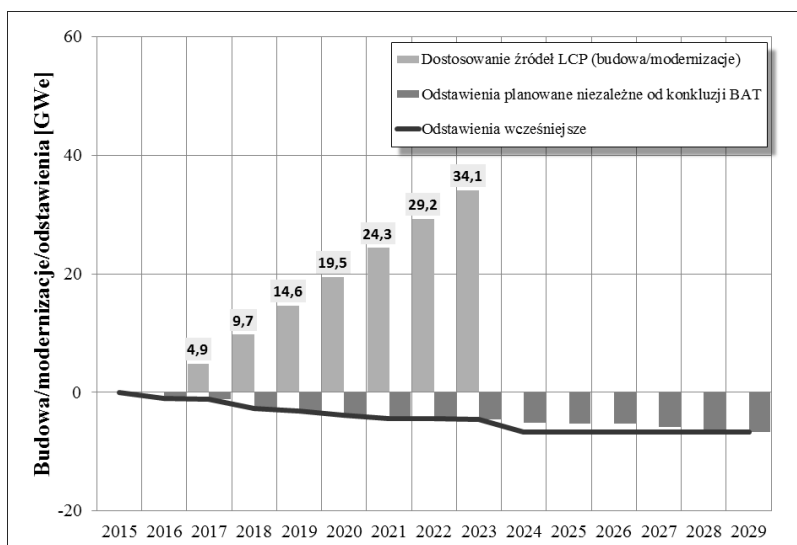
Źródło: opracowanie własne.

W celu zapewnienia bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego dla danej ciepłej elektrowni blokowej pracującej w układzie JWCD (jednostek centralnie dysponowanych przez Operatora KSE) oraz przy uwzględnieniu specyfiki uwarunkowań lokalnych (wspólne zaplecze remontowe, magazynowe, ciągi transportowe, połączenia z istniejącymi instalacjami, które często przy okazji także trzeba modernizować) praktycznie prace takie można planować co

najwyżej dla jednego bloku rocznie w każdej z elektrowni. Przy tak przyjętych założeniach można oczekiwać modernizacji 10 050 MWe w latach 2017–2019 i około 9540 MWe w latach 2020–2028.

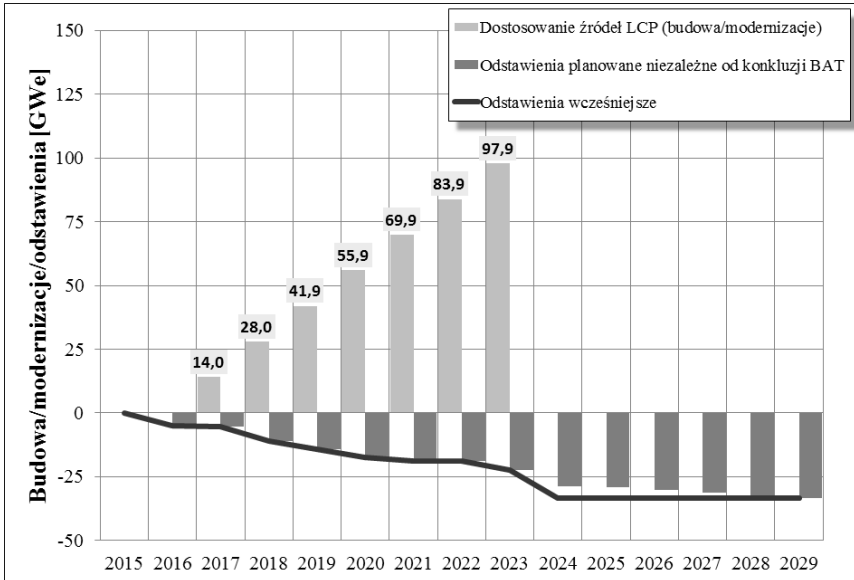
W scenariuszu dostosowania przesuniętego w czasie założono, że wszystkie obiekty LCP, których eksploatacja planowana jest powyżej 2024 roku zostaną dostosowane do wymogów BAT do roku 2024. W tym celu instalacje musiałyby uzyskać zgodę, od właściwego organu, na późniejsze dostosowanie się do konkluzji BAT z tytułu art. 15 (4) Dyrektywy IED zgodnie z planowanym harmonogramem, uwzględniającym możliwości techniczne przeprowadzenia prac dostosowawczych oraz bezpieczną pracę KSE. Przesunięcie w czasie terminu osiągnięcia zgodności z konkluzjami BAT na poziomie wspólnotowym w świetle obecnej wiedzy z roku 2021 na rok 2024 wydaje się bardzo trudne, wręcz nierealne.

Przy tak przyjętych założeniach sektor LCP zmuszony będzie ponieść wydatki rzędu 9,7 mld PLN na modernizację jednostek o łącznej mocy zainstalowanej w paliwie 97 875 MWt i 34 079 MWe mocy elektrycznej. Dodatkowo, na skutek wzrostu kosztów produkcji energii elektrycznej i ciepła w wyniku budowy instalacji proekologicznych w obiektach, w których czas pracy jest krótszy niż 5 lat należałoby się spodziewać wyłączeń 4649 MWt i 1529 MWe. Na rys. 8 i 9 przedstawiono harmonogram dostosowania i odstawień jednostek wytwórczych.



**Rysunek 8. Harmonogram dostosowań i odstawień jednostek wytwórczych w mocy elektrycznej w paliwie do wymagań BAT – scenariuszu dostosowania przesuniętego w czasie**

Źródło: opracowanie własne.



**Rysunek 9. Harmonogram dostosowań i odstawień jednostek wytwórczych w mocy cieplnej w paliwie do wymagań BAT – scenariuszu dostosowania przesuniętego w czasie**

Źródło: opracowanie własne.

## WNIOSKI KOŃCOWE

Celem niniejszej publikacji było omówienie kosztów, jakie będzie musiał ponieść polski sektor LCP w wyniku dostosowania się do konkluzji BAT dla dużych źródeł spalania wprowadzonych poprzez dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE zwaną Dyrektywą IED. Konkluzje BAT zgodnie z art. 14(3) dyrektywy, mają być podstawą do wydawania pozwoleń zintegrowanych przez właściwe organy ochrony środowiska, a same instalacje powinny być doprowadzone do zgodności z konkluzjami BAT w terminie 4 lat od publikacji decyzji.

Konkluzje BAT wprowadzają bardziej restrykcyjne podejście do zagadnień ochrony środowiska poprzez wprowadzenie zaostrożonych wymogów dla „tradycyjnie” zwalczanych zanieczyszczeń i wprowadzenie poziomów emisji związanych z najlepszymi dostępnymi technikami dla substancji, których emisja nie była bezpośrednio ograniczana. Ostrzejsze wymagania wprowadzane są dla instalacji „nowych”, dlatego też istotne jest czy obiekty, które są obecnie w trakcie budowy, a w przypadku których przy zawieraniu kontraktów na realizację nie uwzględniono konkluzji BAT (gdyż nie były opublikowane), powinny się dosto-



sować do wymagań dla źródeł istniejących, czy też do wymagań dla źródeł nowych. Brak okresów przejściowych na dostosowanie się do nowych wymagań dla źródeł w budowie może doprowadzić do sytuacji, iż najnowocześniejsze i „najbardziej ekologiczne” jednostki wytwórcze od roku 2020/2021 [zob. przypis 5 niniejszego artykułu, s. 323] nie będą mogły być użytkowane do czasu ich dalszego dostosowania do konkluzji BAT, co jest istotnym ryzykiem z punktu widzenia bezpieczeństwa krajowego systemu elektroenergetycznego.

Nakłady, jakie musiałby ponieść sektor LCP na dostosowanie się do konkluzji BAT do roku 2019 wynoszą:

- 12,2 mld PLN w przypadku scenariusza bezwzględnego dostosowania,
- 3,9 mld PLN w przypadku scenariusza, w którym uzyskane korzyści dla środowiska są większe niż poniesione nakłady na inwestycje proekologiczne.

Przewidziany w Dyrektywie IED termin 4 lat na dostosowanie się źródeł LCP do konkluzji BAT jest nierealny. Powinien być on indywidualnie dostosowany do możliwości każdego źródła i wymagań Operatora Systemu Przesyłowego (OSP) i uwzględniać skorzystanie z derogacji art. 15(4) Dyrektywy IED. Z uwagi na to, że wszystkie krajowe obiekty energetyczne, wskutek wdrożenia konkluzji BAT, są przewidziane do modernizacji lub wyłączenia to czas na dostosowanie w polskich warunkach powinien być zaplanowany na okres minimum 8 lat.

Koszt bezwzględnego dostosowania się wszystkich jednostek wytwórczych do roku 2024 szacowany jest na kwotę 9,7 mld PLN i jest on niemal 2,5-krotnie droższy od najtańszego z wariantu, ale najlepszego z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego Polski.

Brak mechanizmów elastycznych zapisanych w konkluzjach BAT może spowodować, że właściciele obiektów, których czas eksploatacji od daty wymaganego dostosowania jest krótki, nie będą ponosić kosztów na dostosowanie instalacji i zamiast tego zmuszeni będą ponieść koszty na wcześniejsze odtworzenie zdolności wytwórczych. Pogłębiona analiza warunków ekonomicznych elektrowni z tak odstawionymi jednostkami może doprowadzić do konieczności wyłączenia większej liczby źródeł na skutek zmiany warunków ekonomicznych całej elektrowni.

## BIBLIOGRAFIA

- Badyda K., 2015, *Energetyka w Polsce. Czy mamy koncepcje rozwoju?*, „Energetyka” nr 5
- Badyda K., Niewiński G., 2015, *Wybrane skutki dla Polski wdrożenia dyrektywy IED, „Nierówności Społeczne a Wzrost Gospodarczy”, z. 41, red. nauk. M.G. Woźniak, Wyd. UR, Rzeszów.*

- Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Large Combustion Plants. Draft 1 (June 2013)*, <http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/lcp.html> (dostępność wrzesień 2015).
- 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> (dostępność: wrzesień 2015).
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2001/80/WE z 23 października 2001 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych Źródeł spalania paliw, Official Journal of the European Communities 27.11.2001.
- Integrated Pollution Prevention and Control Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants. European Commission, July 2006.*
- Kudelko M., *Koszty zewnętrzne produkcji energii elektrycznej z projektowanych elektrowni dla kompleksów złożowych węgla brunatnego Legnica i Gubin oraz sektora energetycznego w Polsce*, <http://www.chronmyklimat.pl/biblioteka/ksiazki-raporty> (dostęp: wrzesień 2015).
- Polityka Energetyczna Polski do 2050 roku – projekt, <http://bip.mg.gov.pl/node/24670> (dostęp: wrzesień 2015).
- PSE, *Raport roczne z funkcjonowania KSE za rok 2014*, <http://www.pse.pl/index.php?did=2232> (dostęp: czerwiec 2015).
- Revealing the costs of air pollution from industrial facilities in Europe, Technical report No 15/2011, European Environment Agency (EEA) <http://www.eea.europa.eu/publications/cost-of-air-pollution> (dostęp: wrzesień 2015).
- Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 14 listopada 2014 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów, <http://isap.sejm.gov.pl/DetailsServlet?id=WDU20140001546>
- Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2013, 2014*, ARE S.A., Warszawa.

### *Streszczenie*

Celem pracy jest próba oszacowania kosztów, jakie musi ponieść polski sektor elektroenergetyczny oraz omówienie możliwych wariantów dostosowania istniejących instalacji energetycznego spalania do wymogów konkluzji BAT na skutek wprowadzenia do prawa polskiego Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 roku w sprawie emisji przemysłowych – zwanej Dyrektywą IED. Dyrektywa oprócz wprowadzenia nowych zastrzonych standardów emisyjnych wymaga, aby w ramach dokumentów referencyjnych dotyczących najlepszych dostępnych technik – BREF, dla rodzajów działalności przemysłowych wymienionych w jej aneksie I zostały opracowane konkluzje BAT, określające wymagania związane z najlepszymi dostępnymi technikami BAT na terenie całej Wspólnoty Europejskiej, które mają być m.in. podstawą do wydawania pozwoleń zintegrowanych przez właściwe organy ochrony środowiska. W opublikowanych projektach konkluzji BAT zawarto istotne zastrzenia wymogów emisyjnych dla instalacji opalanych paliwami stałymi względem obecnie obowiązujących przepisów i dyrektywy IED.

*Słowa kluczowe:* emisje zanieczyszczeń, IED, BAT, BREF

---

**Attempt to Estimate the Costs of Implementing BAT Conclusions  
for Large Combustion Plants**

*Summary*

The goal of the study is to estimate the cost of adapting the Polish energy sector and its existing combustion plants to the requirements of BAT conclusions as required by the implementation of the Directive 2010/75/EU of the European Parliament and of the Council of 24 November 2010 on industrial emissions (also known as the Industrial Emissions Directive or IED) and discuss possible methods for such adaptations. The Directive in addition to the introduction of new stringent emission standards require that within the Reference Documents on Best Available Techniques – BREF for the types of industrial activities listed in its Annex I conclusions BAT have been developed, defining requirements for best available techniques throughout the EU which will be the basis for integrated permitting by the competent environmental authorities. In the published draft BAT conclusions significant tightening of emission standards for power installations burning solid fuels in terms of the current provisions and IED are included.

*Keywords:* air pollution emissions, IED, BAT, BREF

JEL: Q52