

Stanowisko Polski nt. wdrożenia projektu dyrektywy o emisjach przemysłowych w związku z koniecznością zaspokojenia potrzeb Polski w zakresie ciepła i energii elektrycznej

Warszawa, listopad 2008

Spis treści

I. Cel projektu aktu prawnego	3
II. Kluczowe zmiany wprowadzane przez projekt dyrektywy o emisjach przemysłowych w stosunku do obecnie obowiązującej dyrektywy LCP	4
III. Analiza skutków proponowanych zmian standardów emisji zanieczyszczeń do powietrza w odniesieniu do dużych źródeł spalania	6
III.1. Podstawowe założenia i rozpatrywane warianty	6
III.2. Zakres analizy	8
III.3. Prognoza trwałego odstawiania instalacji	8
III.4. Możliwości zaspokojenia zapotrzebowania na ciepło i energię elektryczną	13
III.5. Koszty inwestycyjne dostosowania się do projektu dyrektywy	21
III.6. Pełne koszty inwestycyjne dostosowania źródeł do projektu dyrektywy	22
III.7. Wzrost kosztów wytwarzania ciepła i energii elektrycznej	24
III.8. Emisja zanieczyszczeń	26
III.9. Wdrożenie projektu dyrektywy – porównanie wariantów	28
IV. Stanowisko Polski odnośnie sposobu wdrożenia projektu dyrektywy	29
Załącznik Nr 1 do „Stanowiska Polski nt. wdrożenia projektu dyrektywy o emisjach przemysłowych w związku z koniecznością zaspokojenia potrzeb Polski w zakresie ciepła i energii elektrycznej.”	31

I. Cel projektu aktu prawnego

Projekt dyrektywy o emisjach przemysłowych (*Directive on industrial emissions*) obejmuje połączenie i nowelizację następujących dyrektyw:

- Rady z dnia 24 września 1996 r. nr 96/61/WE w sprawie zintegrowanego zapobiegania zanieczyszczeniom i ich kontroli (tzw. dyrektywa IPPC),
- Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 października 2001 r. nr 2001/80/WE w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych obiektów energetycznego spalania (tzw. dyrektywa LCP),
- Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 4 grudnia 2000 r. nr 2000/76/WE w sprawie spalania odpadów (tzw. dyrektywa WI),
- Rady z dnia 11 marca 1999 r. nr 1999/13/WE w sprawie ograniczenia emisji lotnych związków organicznych spowodowanej użyciem organicznych rozpuszczalników podczas niektórych czynności i w niektórych urządzeniach,
- Rady z dnia 20 lutego 1978 r. nr 78/176/EWG w sprawie odpadów pochodzących z przemysłu dwutlenku tytanu, Rady z dnia 3 grudnia 1982 r. nr 82/883/EWG w sprawie procedur nadzorowania i monitorowania środowiska naturalnego w odniesieniu do odpadów pochodzących z przemysłu dwutlenku tytanu i związanych z produkcją dwutlenku tytanu oraz Rady z dnia 15 grudnia 1992 r. nr 92/112/EWG w sprawie procedur harmonizacji programów mających na celu ograniczanie i ostateczną eliminację zanieczyszczeń powodowanych przez odpady pochodzące z przemysłu dwutlenku tytanu.

Celem projektu dyrektywy jest usprawnienie zapobiegania zanieczyszczeniom powodowanym przez działalność przemysłową oraz ich kontrola, co ma umożliwić osiągnięcie wysokiego poziomu ochrony zdrowia ludzi i środowiska naturalnego.

Komisja Europejska proponuje w nowym akcie prawnym:

- radykalne zaostwienie standardów emisji z dużych źródeł spalania,
- objęcie regulacjami dyrektywy znacznie większej liczby obiektów energetycznego spalania,
- wsparcie państw członkowskich we wprowadzaniu pozwoleń opartych na Najlepszych Dostępnych Technikach (BAT),
- wzmocnienie przestrzegania przepisów i zintensyfikowanie ulepszeń służących ochronie środowiska, przy jednoczesnym stworzeniu warunków sprzyjających innowacyjności,
- ograniczenie niepotrzebnych obciążeń administracyjnych i uproszczenie obecnie obowiązującego prawodawstwa,
- zwiększenie wkładu Państw Członkowskich w realizację celów strategii tematycznych, polegające na dokonaniu przeglądu obecnego zakresu dyrektywy IPPC i jej przepisów.

Projekt wprowadza dużo bardziej rygorystyczne wymagania wobec prowadzących instalacje przemysłowe, nie zapewniając przy tym stabilności i bezpieczeństwa inwestycji w przemyśle. Nie zapewnia też jednoznaczności standardów emisji oraz przejrzystości przyjmowania

dokumentów, które będą miały później charakter wiążący (dokumenty referencyjne BAT - BREFy).

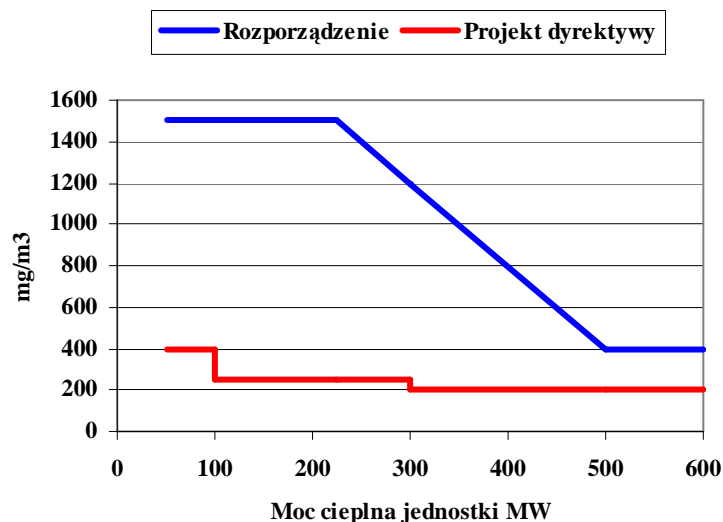
II. Kluczowe zmiany wprowadzane przez projekt dyrektywy o emisjach przemysłowych w stosunku do obecnie obowiązującej dyrektywy LCP

Z wielu nowych proponowanych zapisów nowej dyrektywy o emisjach przemysłowych najistotniejszy wpływ na możliwości wytwórcze polskiego sektora energetycznego mają:

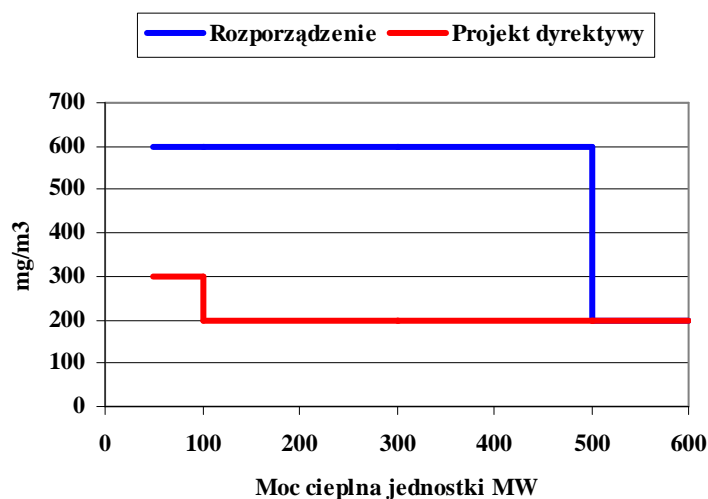
- rozszerzenie dyrektywy na źródła o mocy z przedziału 20 – 50 MW (nie podano dla tych źródeł standardów emisji),
- zaostrenie dopuszczalnych standardów emisji w stosunku do obowiązującej już dyrektywy 2001/80/WE oraz rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 20 grudnia 2005 r. w sprawie standardów emisyjnych z instalacji,
- jednoznaczne zdefiniowanie, że „źródło spalania = komin” (w Polsce obecnie dla instalacji istniejących obowiązuje definicja „źródło spalania = kocioł”,
- proponowany bliski termin wprowadzenia nowej dyrektywy w 2016 roku, co nie daje wystarczającego czasu na przystosowanie istniejących źródeł do nowych regulacji prawnych.

Głównym paliwem służącym do wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w Polsce jest węgiel. Elektrownie i elektrociepłownie zawodowe zasilane węglem kamiennym i brunatnym stanowią w sumie 84 % mocy elektrycznej zainstalowanej w polskim systemie elektroenergetycznym.

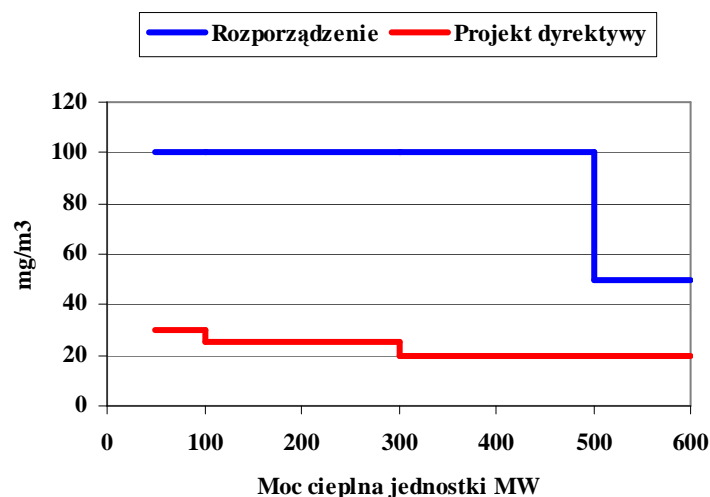
Najbardziej radykalne zmiany standardów emisji, proponowane w projekcie dyrektywy, dotyczą źródeł spalania zasilanych węglem. Porównanie obowiązujących w Polsce standardów (częściowo ostrzejszych niż tego wymaga dyrektywa 2001/80/WE) ze standardami wprowadzanymi przez analizowaną dyrektywę, przedstawiono na rysunkach 1 - 3. Proponowane nowe standardy emisji dwutlenku siarki i pyłu dla małych i średnich źródeł, są tak radykalnie zmniejszone, że nie będzie możliwe ich dotrzymanie poprzez poprawę istniejących instalacji oczyszczania spalin. Ponadto wiele istniejących małych i średnich źródeł nie posiada instalacji odsiarczania i odazotowania spalin. Konieczne będzie wybudowanie zupełnie nowych, wysokosprawnych instalacji odsiarczania i odazotowania spalin oraz wysokowydajnych elektrofiltrów.



Rys. 1. Standardy emisji SO₂ dla węgla kamiennego [mg/m³] w przeliczeniu na warunki normalne, przy zawartości 6% O₂ w spalinach suchych – instalacje „istniejące”; porównanie wymogów projektu dyrektywy oraz rozporządzenia MŚ z 2005 roku



Rys. 2. Standardy emisji NO_x dla węgla kamiennego [mg/m³] dla instalacji oddanych do eksploatacji przed 29.03.1990 w przeliczeniu na warunki normalne, przy zawartości 6% O₂ w spalinach suchych – instalacje „istniejące”, porównanie wymogów projektu dyrektywy oraz rozporządzenia MŚ z 2005 roku.



Rys. 3. Standardy emisji pyłu dla węgla brunatnego i kamiennego [mg/m³] w przeliczeniu na warunki normalne, przy zawartości 6% O₂ w spalinach suchych – instalacje „istniejące”, porównanie wymogów projektu dyrektywy oraz rozporządzenia MŚ z 2005 roku po roku 2016.

III. Analiza skutków proponowanych zmian standardów emisji zanieczyszczeń do powietrza w odniesieniu do dużych źródeł spalania

III.1. Podstawowe założenia i rozpatrywane warianty

Do analiz przyjęto wszystkie koszty na poziomie z roku 2007 przy kursie 1 € = 3,5 zł.

Dla celów zbadania możliwości pokrycia potrzeb kraju w zakresie energii elektrycznej i ciepła sieciowego przyjęto prognozę wykonaną przez firmę EnergySys w ramach pracy „Wpływ proponowanych regulacji unijnych w zakresie wprowadzenia europejskiej strategii rozwoju energetyki wolnej od emisji CO₂ na bezpieczeństwo energetyczne Polski, a w szczególności możliwości odbudowy mocy wytwórczych wykorzystujących paliwa kopalne oraz poziom cen energii elektrycznej”¹. Na podstawie tego dokumentu określono wartości przyrostów zapotrzebowania na ciepło użytkowe oraz energię elektryczną względem roku 2007. Wartości przedstawiono w tabeli 1.

Tabela 1. Prognoza wzrostu zapotrzebowania na moc elektryczną, ciepło i energię elektryczną przyjęta do analiz

Rok	2016	2020	2025	2030
Wzrost zapotrzebowania na ciepło użytkowe względem roku 2007 (wartość zapotrzebowania w roku 2007 przyjęto 409,42 PJ)	11,3%	15,7%	13,0%	17,3%

¹ Badania Systemowe „EnergySys” Sp. z o.o.: Wpływ proponowanych regulacji unijnych w zakresie wprowadzenia europejskiej strategii rozwoju energetyki wolnej od emisji CO₂ na bezpieczeństwo energetyczne Polski, a w szczególności możliwości odbudowy mocy wytwórczych wykorzystujących paliwa kopalne oraz poziom cen energii elektrycznej. Warszawa, sierpień 2008

Wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w źródłach ciepłych względem roku 2007 <i>(wartość produkcji w roku 2007 przyjęto 152,94 TWh)</i>	18,0%	25,5%	38,0%	55,4%
Wzrost zapotrzebowania na moc elektryczną względem roku 2007 <i>(wartość zapotrzebowania na moc w roku 2007 przyjęto 23,98 GW)</i>	15,5%	25,5%	38,0%	55,4%

Wstępną ocenę skutków wdrożenia nowej dyrektywy przeprowadzono dla trzech wariantów:

- dyrektywa jest wprowadzana od roku 2016 (wariant podstawowy),
- dyrektywa jest wprowadzana od roku 2020,
- dyrektywa jest wprowadzana od roku 2025.

Przyjęto, że od roku, w którym zaczyna obowiązywać dyrektywa, obowiązuje definicja „źródło = komin”. Zmiana definicji źródła oraz wprowadzenie nowych, ostrzejszych niż obecnie standardów emisji wymusi budowę lub modernizację instalacji oczyszczających spaliny w istniejących źródłach lub budowę nowych źródeł spełniających standardy.

Dla oceny kosztów budowy tych instalacji przyjęto następujące założenia:

- koszty inwestycyjne nowych węglowych bloków kondensacyjnych: 1,57 mln €/MW (5,5 mln zł/MW),
- średnie koszty inwestycyjne nowych węglowych bloków ciepłowniczych: 1,2 mln €/MW (4,2 mln zł/MW),
- średnie koszty instalacji odsiarczania spalin (odniesione do mocy w paliwie dostarczanym do komory spalania) przyjęto, jak niżej:
 - dla instalacji, dla których ma obowiązywać standard emisji dwutlenku siarki $\leq 250 \text{ mg/m}^3$ (muszą być wyposażone w mokre instalacje odsiarczania), przyjęto:
 - dla węgla brunatnego 0,10 mln €/MW,
 - dla węgla kamiennego 0,086 mln €/MW,
 - dla oleju (zasiarczonego) 0,057 mln €/MW,
 - dla instalacji, dla których ma obowiązywać standard emisji dwutlenku siarki > 250 oraz $\leq 400 \text{ mg/m}^3$ - głównie kotły rusztowe (muszą być wyposażone w półsuche instalacje odsiarczania lub inne o podobnej skuteczności), przyjęto:
 - węgiel brunatny 0,051 mln €/MW;
 - węgiel kamienny 0,043 mln €/MW;
 - dla instalacji zasilanych węglem kamiennym lub olejem, dla których będzie obowiązywał standard emisji $\text{NO}_x \leq 200 \text{ mg/m}^3$ (muszą być wyposażone w instalacje katalitycznego odazotowania spalin - SCR); przyjęto 0,029 mln €/MW;
- dla instalacji, które zostaną wyposażone w inne niż mokre instalacje odsiarczania spalin (muszą być dodatkowo wyposażone w wysokowydajne elektrofiltry - standard dla pyłu 30 mg/m^3), przyjęto koszt instalacji odpylania 0,029 mln €/MW.

Wprowadzenie zapisów dyrektywy postawi przed operatorem źródła pytanie o celowość podejmowania decyzji budowy instalacji oczyszczającej spaliny. Założono, że operator ma do wyboru dwa rozwiązania: dobudowanie instalacji oczyszczania spalin do istniejącego, już znacznie wyeksploatowanego źródła lub odstawienie źródła i ewentualne

wybudowanie w jego miejsce nowego. Podstawą decyzji w każdym przypadku będzie rachunek ekonomiczny. Przyjęto, że jeżeli od momentu wdrożenia projektu dyrektywy do momentu zakończenia żywotności instalacji pozostało nie więcej niż 10 lat, to nieopłacalnym jest budowanie dla tego źródła instalacji oczyszczania spalin.

Czas życia instalacji określony został na podstawie trzech kryteriów:

- deklaracji operatora źródła,
- przekroczenia czasu pracy 300 000 godzin,
- przekroczenia czasu życia 50 lat.

III.2. Zakres analizy

Przedmiotem niniejszej analizy jest wpływ proponowanych w projekcie dyrektywy regulacji prawnych, na możliwości pokrycia zapotrzebowania Polski na ciepło oraz energię elektryczną w okresie do 2030 roku. Ocena obejmuje wpływ dyrektywy na krajowe instalacje wytwarzania ciepła użytkowego i energii elektrycznej, uczestniczące w europejskim systemie handlu emisjami gazów cieplarnianych (ETS), tj. o mocy w paliwie ≥ 20 MW. Ankietyzacją instalacji w celu opracowania przedmiotowej analizy objęto ponad 1600 kotłów i turbin gazowych w 373 zakładach.

Analiza obejmuje wpływ dyrektywy na:

- harmonogram odstawień zużytych instalacji,
- możliwości zaspokojenia potrzeb kraju na ciepło użytkowe oraz energię i moc elektryczną,
- konieczne do poniesienia koszty inwestycyjne,
- wzrost kosztów wytwarzania energii elektrycznej i ciepła,
- wielkość emisji SO_2 , NO_x oraz pyłu.

Z technicznego punktu widzenia nowe standardy emisji eliminują możliwość spalania węgla w źródłach o mocy powyżej 50 MW bez instalacji odsiarczania, odazotowania i wysokowydajnego odpylania.

Zmiana definicji źródła emisji z „źródło = kocioł” na „źródło = komin” spowoduje, że nowe zastrzone wymagania będą dotyczyły ponad 1100 kotłów w 269 zakładach, co wymaga w krótkim okresie czasu do końca 2015 roku przystosowania do nowych wymagań ponad 1000 kotłów w ponad 250 zakładach. Związane jest to z olbrzymimi nakładami inwestycyjnymi, ponoszonymi równoległe z nakładami koniecznymi na odbudowę znacznej liczby wyeksploatowanych instalacji.

W analizach nie określono i nie uwzględniono chwilowego ubytku mocy, wynikającego z konieczności okresowych wyłączeń instalacji nie objętych inwestycjami, a powiązanych technologicznie z instalacjami modernizowanymi lub odbudowywanymi.

III.3. Prognoza trwałego odstawiania instalacji

Wyniki przedstawiające stan krajowego systemu wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w przypadku, gdy dyrektywa zacznie obowiązywać od roku 2016 przedstawiono w tabeli 2. Zamieszczono w niej, dla kolejnych lat: moc w paliwie i moc elektryczną

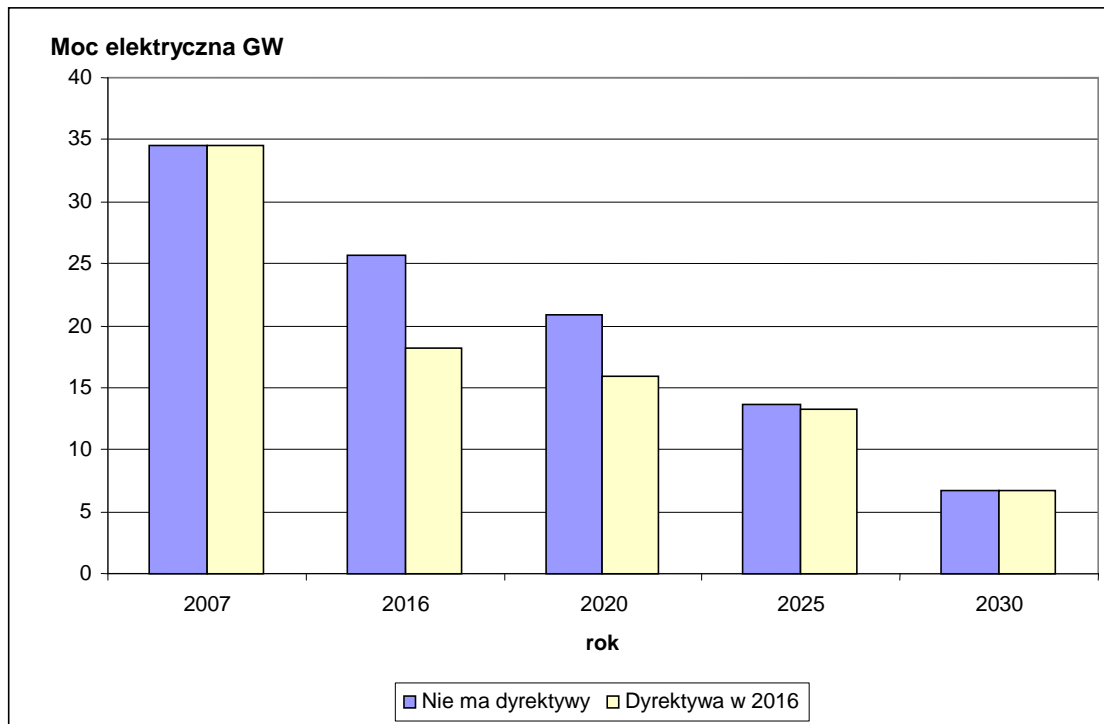
instalacji, które pozostaną w pracy oraz dodatkowo produkcję ciepła i energii elektrycznej w tych instalacjach, odpowiadającą ich produkcji w roku 2007. Dodatkowo wyniki w zakresie mocy elektrycznej zilustrowano na rys. 4. Podobne informacje z podziałem na podsektory: elektrownie zawodowe (EZ), elektrociepłownie zawodowe (EC), elektrociepłownie przemysłowe (EP) przedstawiono na rys. 5 – 7. Ponadto na rys. 8 przedstawiono informację dotyczącą mocy w paliwie w ciepłowniach zawodowych (PEC).

W skali całego sektora wprowadzenie zapisów projektu dyrektywy od roku 2016 skutkuje koniecznością przyspieszonego odstawienia źródeł o mocy w paliwie 34 GW. Uwzględniając dodatkowo odstawienia, które są niezależne od wdrożenia projektu dyrektywy i wynikają ze zużycia technicznego instalacji w roku 2016 z istniejących i obecnie budowanych instalacji z grupy LCP z obecnych 138 GW mocy w paliwie pozostałoby zaledwie 63 GW, to jest ok. 46 %. Podobne relacje występują w przypadku mocy elektrycznej - z obecnych 35 GW w wyniku wdrożeniu projektu dyrektywy pozostanie 26 GW, a po uwzględnieniu dodatkowo odstawiń instalacji wynikających ze zużycia technicznego pozostanie jedynie 18 GW. Należy przypomnieć, że w 2007 r. maksymalne zapotrzebowanie na moc elektryczną w szczycie zimowym wyniosło 24,6 GW. Wdrożenie projektu dyrektywy spowoduje w Polsce konieczność likwidacji praktycznie wszystkich źródeł wytwarzania energii elektrycznej w podsektorze energetyki przemysłowej. Tak znaczący ubytek mocy elektrycznej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym zagraża bezpieczeństwu dostaw energii elektrycznej w Polsce.

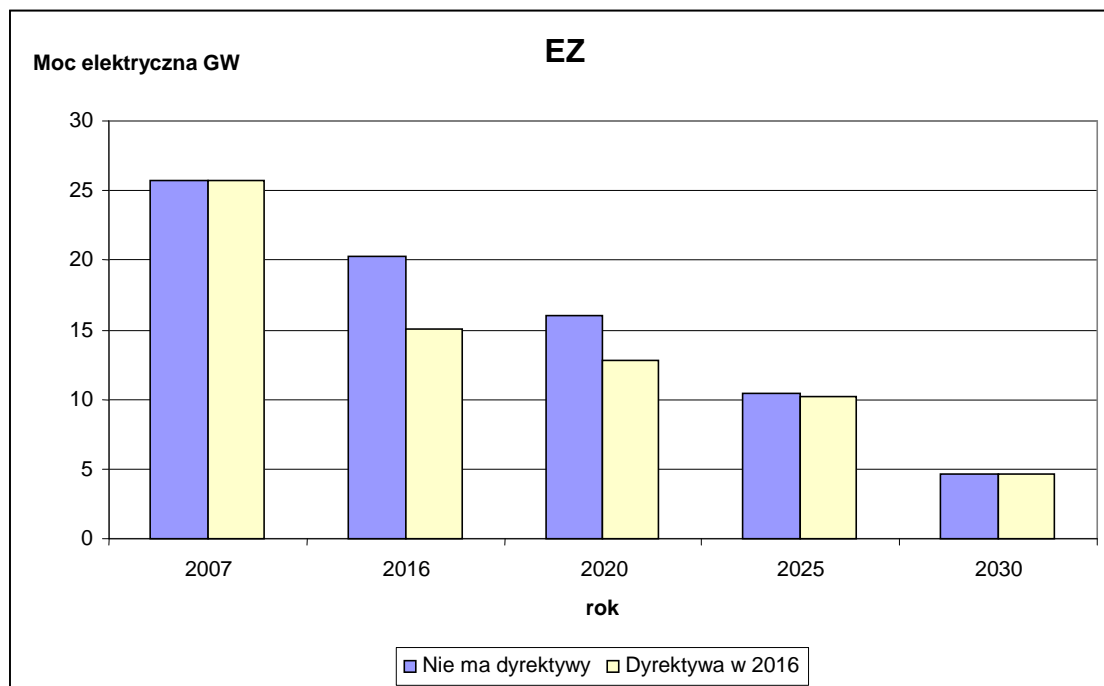
Tabela 2. Stan krajowego sektora wytwarzania energii elektrycznej po wdrożeniu w 2016 roku projektu zapisów dyrektywy

Rok	2007	2016	2020	2025	2030
Nie ma dyrektywy					
Moc w paliwie GW	138	97	80	54	27
Moc elektryczna zainstalowana GW	35	26	21	14	6,6
Produkcja en. elektr. TWh ^{*)}	166	130	101	71	39
Produkcja ciepła PJ ^{*)}	409	242	213	152	74
Dyrektywa wdrożona w roku 2016					
Moc w paliwie GW	138	63	56	49	26
Moc elektryczna zainstalowana GW	35	18	16	13	6,6
Produkcja en. elektr. TWh ^{*)}	166	96	81	70	39
Produkcja ciepła PJ ^{*)}	409	143	142	137	74

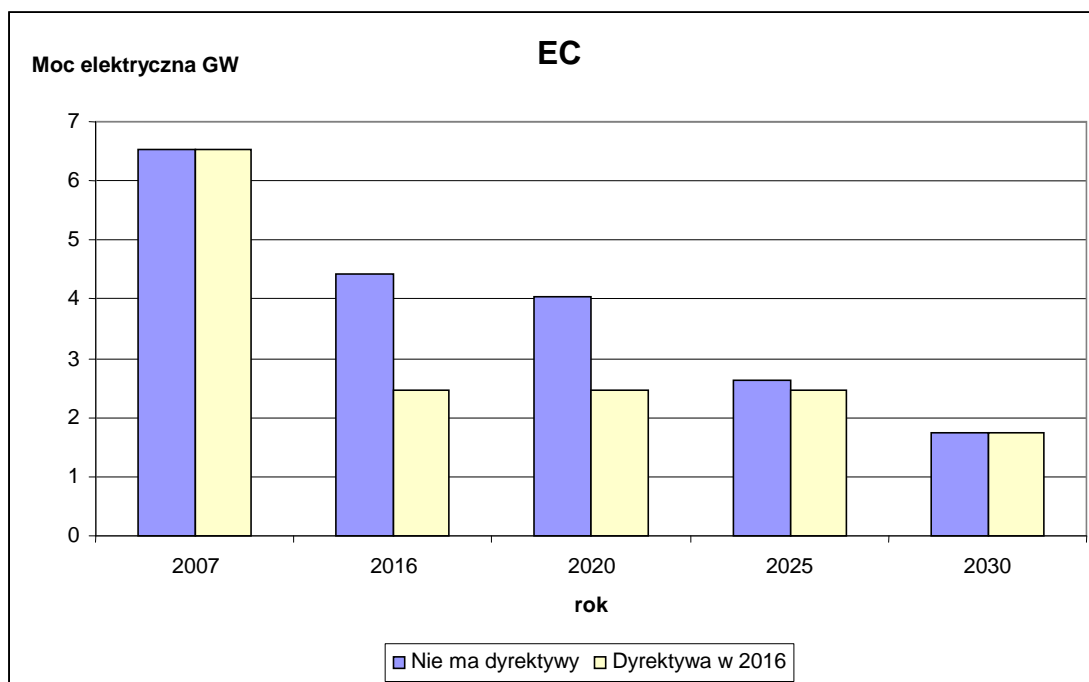
^{*)} energia wyprodukowana w instalacjach, które pozostaną w eksploatacji, odpowiadająca produkcji w tych instalacjach w 2007r.



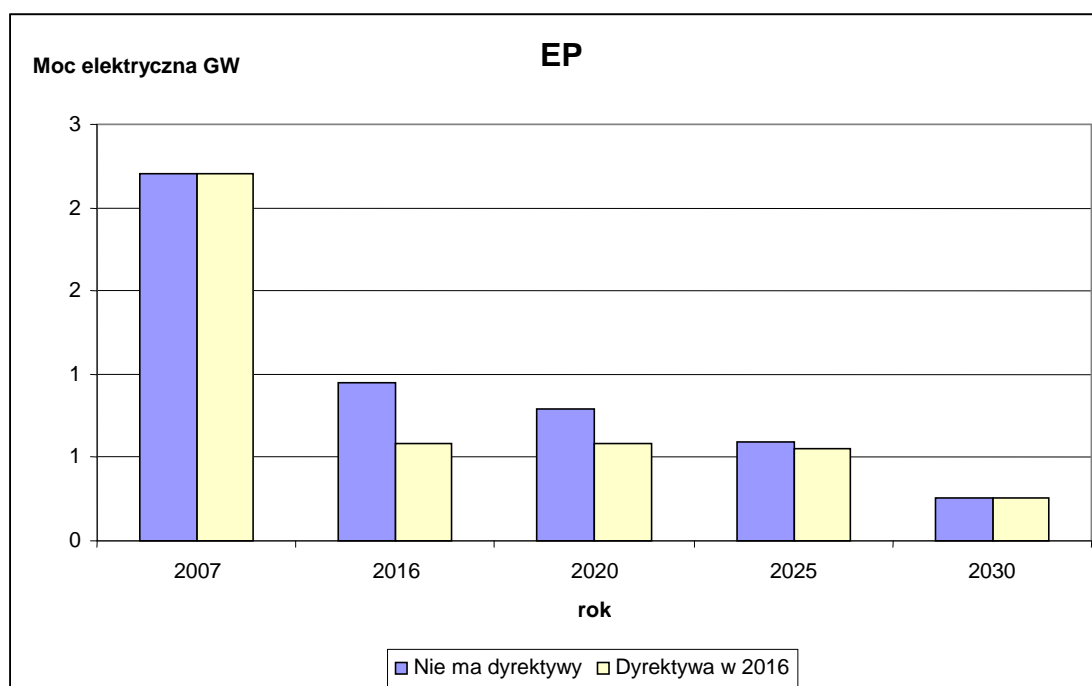
Rys.4. Wpływ wdrożenia dyrektywy na moc elektryczną źródeł pozostawionych w eksploatacji, obecnie istniejących i budowanych



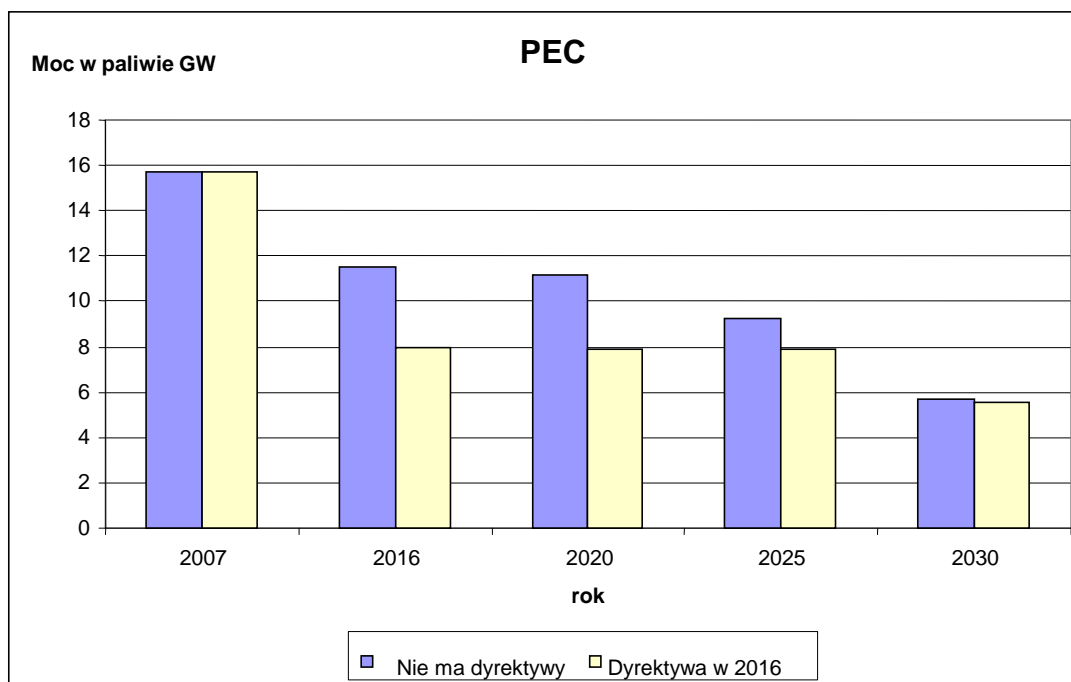
Rys.5. Wpływ wdrożenia dyrektywy na moc elektryczną źródeł pozostawionych w eksploatacji, obecnie istniejących i budowanych w elektrowniach zawodowych



Rys. 6. Wpływ wdrożenia dyrektywy na moc elektryczną źródeł pozostawionych w eksploatacji, obecnie istniejących i budowanych w elektrociepłowniach zawodowych



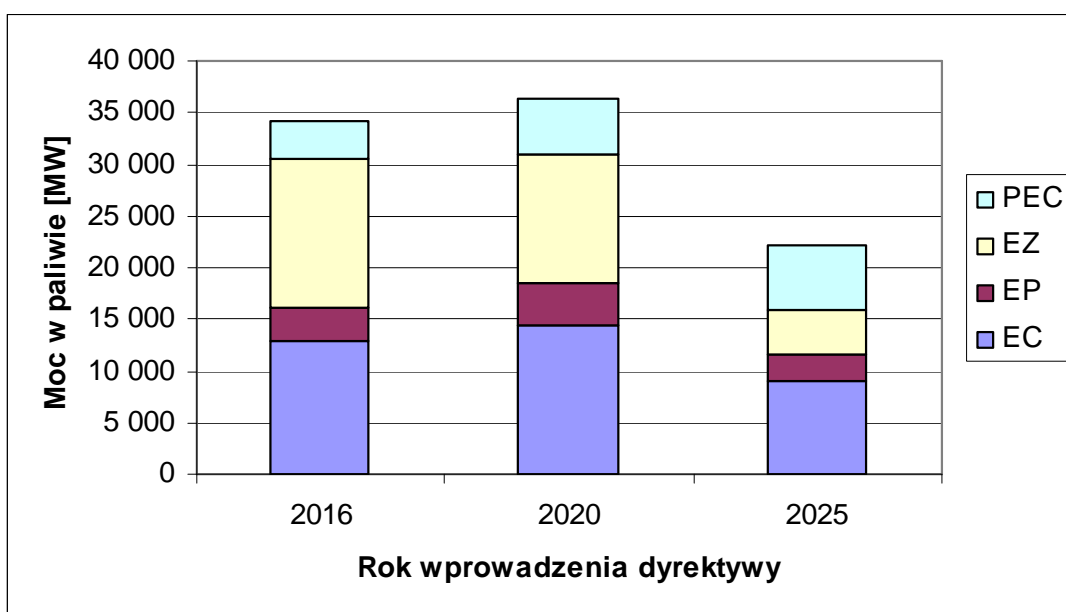
Rys. 7. Wpływ wdrożenia dyrektywy na moc elektryczną źródeł pozostawionych w eksploatacji, obecnie istniejących i budowanych w elektrociepłowniach przemysłowych



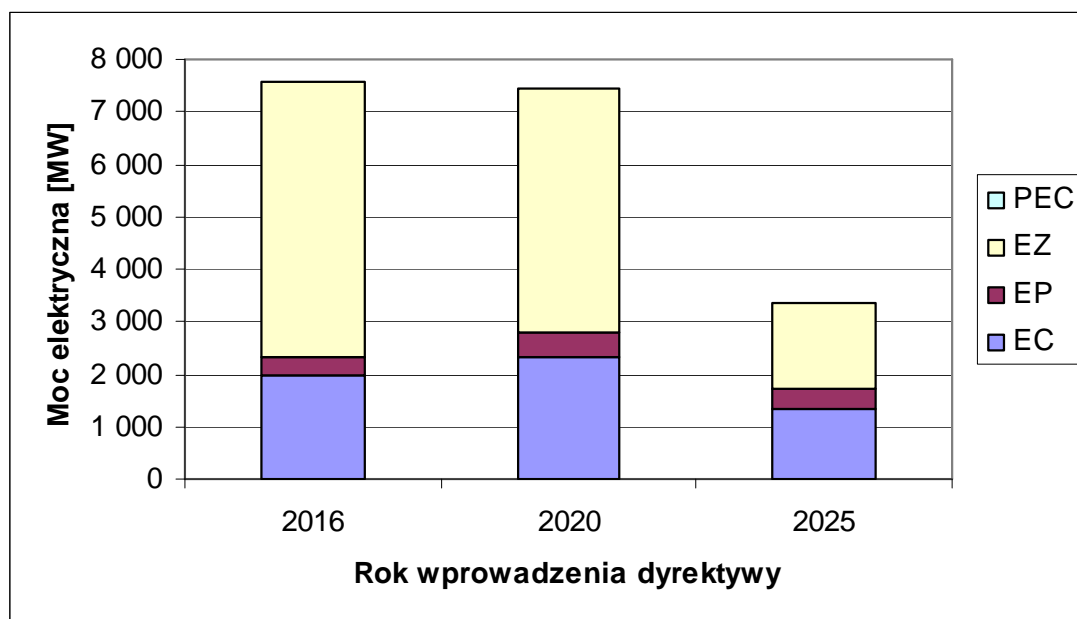
Rys.8. Wpływ wdrożenia dyrektywy na moc w paliwie źródeł pozostawionych w eksploatacji, obecnie istniejących i budowanych w ciepłowniach zawodowych (PEC)

Dokonano również oceny skutków przesunięcia roku wprowadzenia dyrektywy w dwóch wariantach, tj. w roku 2020 oraz w roku 2025. Przedstawiono je na rysunkach 9 i 10. Zilustrowano na nich różnice w skali odstawień w zależności od terminu wdrożenia dyrektywy.

Skala odstawień spowodowanych wprowadzeniem nowej dyrektywy byłaby najmniejsza, gdyby dyrektywa zaczęła obowiązywać od roku 2025.



Rys.9. Skala odstawień mocy w paliwie spowodowanych wdrożeniem dyrektywy



Rys.10. Skala odstawień mocy elektrycznej spowodowanych wdrożeniem dyrektywy

III.4. Możliwości zaspokojenia zapotrzebowania na ciepło i energię elektryczną

Przyjęto, że w przypadku zapotrzebowania na ciepło, ze względu na lokalny charakter jego użytkowania, tempo wzrostu zapotrzebowania w skali każdego przedsiębiorstwa będzie zgodne z tempem wzrostu zapotrzebowania ciepła sieciowego w skali kraju. W przypadku energii elektrycznej założono, że produkcja w całej grupie analizowanych źródeł powinna rosnąć, tak jak prognozowana sumaryczna produkcja w elektrowniach zawodowych - cieplnych, EC zawodowych oraz elektrociepłowniach przemysłowych. Rokiem odniesienia w niniejszej pracy jest rok 2007, a latami, dla których prowadzone są analizy, 2016, 2020 i 2025.

W obliczeniach możliwości zaspokojenia potrzeb wykorzystano następujący algorytm i dodatkowe założenia:

1. Dla każdego zakładu wyznaczono możliwą do uzyskania produkcję ciepła, jako iloczyn produkcji w roku 2007 oraz wskaźnika wzrostu zapotrzebowania na ciepło, o ile czas wykorzystania mocy zainstalowanej istniejącej w rozpatrywanym roku nie jest większy od 4600 godzin w przypadku wytwarzania ciepła komunalnego (EC) lub 6500 godzin dla ciepła przemysłowego. Jeżeli czas wykorzystania mocy zainstalowanej w 2007 roku był większy od tych wartości, to jest on przyjmowany za graniczny. Jeżeli czas pracy wynikający z mocy zainstalowanej i wymaganej produkcji jest większy od granicznego to wyznaczana jest maksymalna możliwa produkcja (iloczyn mocy i czasu granicznego) oraz deficyt ciepła.
2. Dla każdego zakładu wyznaczono możliwą do uzyskania produkcję energii elektrycznej z podziałem na energię wyprodukowaną w skojarzeniu i w kondensacji. Do produkcji w skojarzeniu zaliczono produkcję odpowiadającą produkcji ciepła ze wskaźnikiem skojarzenia 0,5 (lub wyższym, jeżeli taki był w roku 2007). Pozostałą produkcję energii elektrycznej zaliczono do wyprodukowanej w kondensacji. Dla

wytwarzania energii elektrycznej przyjęto następujące czasy wykorzystania mocy zainstalowanej:

Bloki w EZ oddane do użytkowania po roku 2007	7500 godzin
Pozostałe EZ	6500 godzin
EP	6500 godzin
EC	4600 godzin.

Jeżeli czas wykorzystania mocy zainstalowanej w roku 2007 był większy od tych wartości, to przyjęto wartość z 2007 roku.

3. Określono deficyt ciepła i energii elektrycznej w skali kraju, z istniejących i obecnie budowanych instalacji (łącznie z Pątnowem II, Łagiszą II oraz Bełchatowem II).
4. Przyjęto, że deficyt ciepła zostanie pokryty z nowych instalacji kogeneracyjnych pracujących ze wskaźnikiem skojarzenia 0,5.
5. Wyznaczono ilość energii elektrycznej, która musi być wyprodukowana w nowych jednostkach kondensacyjnych.

Poniżej przedstawiono uzyskane wyniki dla przypadków, gdyby:

- dyrektywa została wdrożona w roku 2016
- dyrektywa została wdrożona w roku 2020
- dyrektywa została wdrożona w roku 2025

Wyniki porównano z sytuacją, gdyby nie wdrażano dyrektywy.

Bilans energii elektrycznej i ciepła w latach 2016, 2020, 2025 oraz 2030, w przypadku, gdyby nie została wdrożona dyrektywa dla kolejnych lat przedstawiono w tabeli 3 oraz na rysunkach 11 i 12. W tabeli 3 bilanse te porównano z bilansami dla wariantu z wdrożeniem dyrektywy w roku 2016 przy definicji „źródło = komin”. Dla takiego wariantu bilanse przedstawiono na rysunkach 13 i 14.

Wyniki przeprowadzonych analiz pokazują, że w 2016 roku, nawet w przypadku nie wprowadzenia dyrektywy, na skutek naturalnego zużycia instalacji wystąpi deficyt w produkcji ciepła na poziomie 25% zapotrzebowania. Jeżeli zgodnie z przyjętymi założeniami wycofane źródła zostałyby zastąpione instalacjami kogeneracyjnymi, to pozwoliłoby to praktycznie zbilansować potrzeby w zakresie energii elektrycznej. Deficyt wynosiłby niecałe 8 TWh. Dużo gorzej wygląda sytuacja w latach 2020, 2025 oraz 2030. Deficyt zarówno w produkcji ciepła jak i energii elektrycznej rośnie w roku 2030 do poziomu 70% potrzeb.

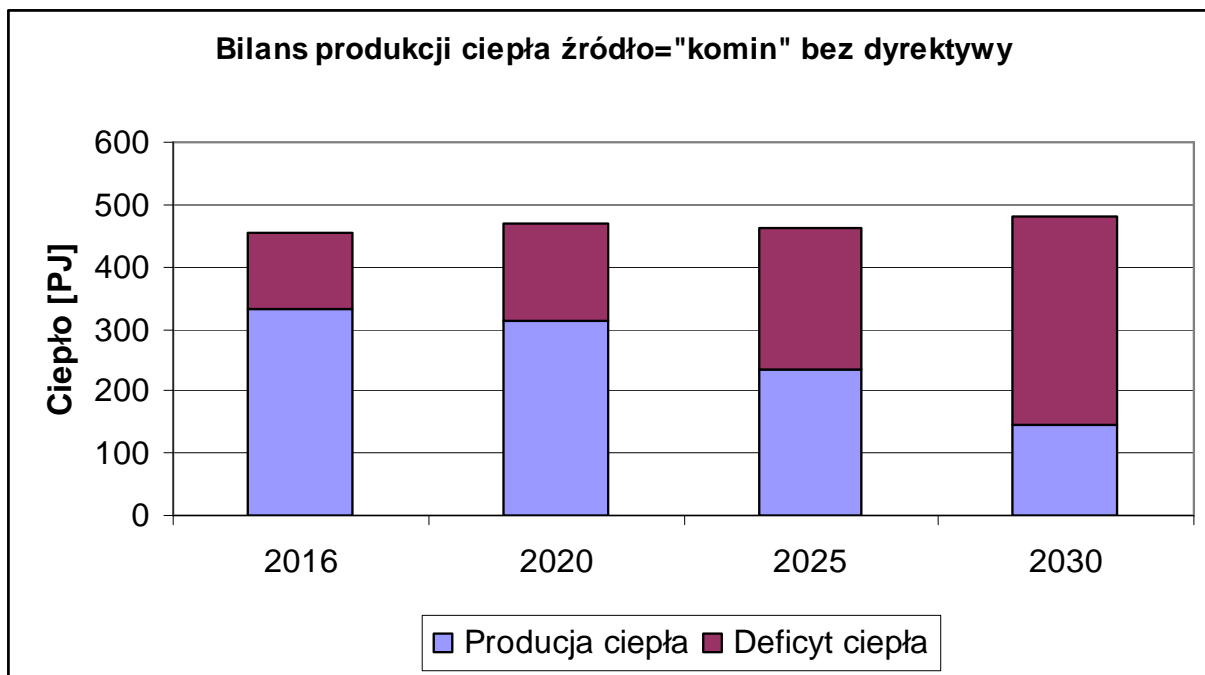
Tabela 3. Porównanie bilansu ciepła i energii elektrycznej w kolejnych latach, w przypadkach nie wprowadzenia dyrektywy i wprowadzenia dyrektywy w 2016 roku

Rok	2016		2020		2025		2030	
	Bez dyrektywy	Z dyrektywą	Bez dyrektywy	Z dyrektywą	Bez dyrektywy	Z dyrektywą	Bez dyrektywy	Z dyrektywą
Zapotrzebowanie na ciepło [PJ]	455,69		471,12		462,65		480,21	
Produkcja ciepła w instalacjach „istniejących” [PJ]	331,97	221,70	312,03	227,04	235,70	217,29	145,34	136,96

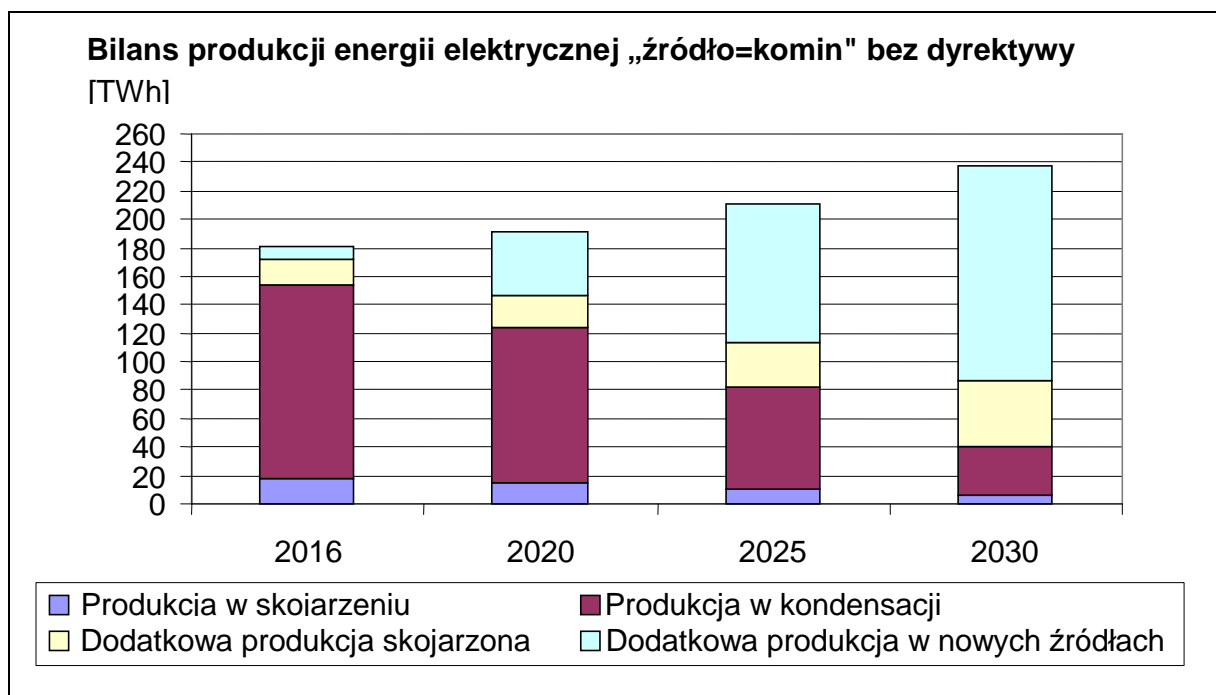
Deficyt ciepła (założono, że zostanie pokryty z nowych instalacji kogeneracyjnych) [PJ]	123,72	233,99	159,10	244,09	226,95	245,36	334,87	343,26
Zapotrzebowanie na energię elektryczną [TWh]	180,48		192,00		211,10		237,61	
Produkcja w skojarzeniu w instalacjach „istniejących” [TWh]	17,56	9,81	15,47	9,98	10,01	9,52	5,38	5,38
Produkcja w kondensacji w instalacjach „istniejących” [TWh]	137,04	102,89	109,10	87,90	72,44	71,23	35,33	35,33
Dodatkowa w skojarzeniu w instalacji nowych [TWh]	17,18	30,79	22,10	33,90	31,52	34,08	46,51	47,67
Deficyt energii elektrycznej [TWh]	25,88	67,79	67,43	94,12	128,65	130,36	196,91	196,91
Konieczne minimalne możliwości produkcyjne nowych instalacji kondensacyjnych [TWh]	8,70	30,00	45,34	60,22	97,13	96,28	150,40	149,24

Wprowadzenie dyrektywy już w roku 2016 zwiększa deficyt ciepła o ponad 110 PJ, to jest do poziomu poniżej 50 % potrzeb. Jeżeli dla zaspokojenia tego deficytu zbudowano by jednostki kogeneracyjne, to łącznie ze starymi jednostkami produkcja skojarzona wzrosłaby do ponad 40 TWh. Dla pokrycia zapotrzebowania na brakujące ponad 30 TWh energii elektrycznej (16 % zapotrzebowania) konieczne byłoby wybudowanie nowych elektrowni kondensacyjnych. W następnych latach różnice dla obu przypadków (z dyrektywą i bez dyrektywy) maleją, a od roku 2025 wpływ nowej dyrektywy praktycznie nie jest już widoczny.

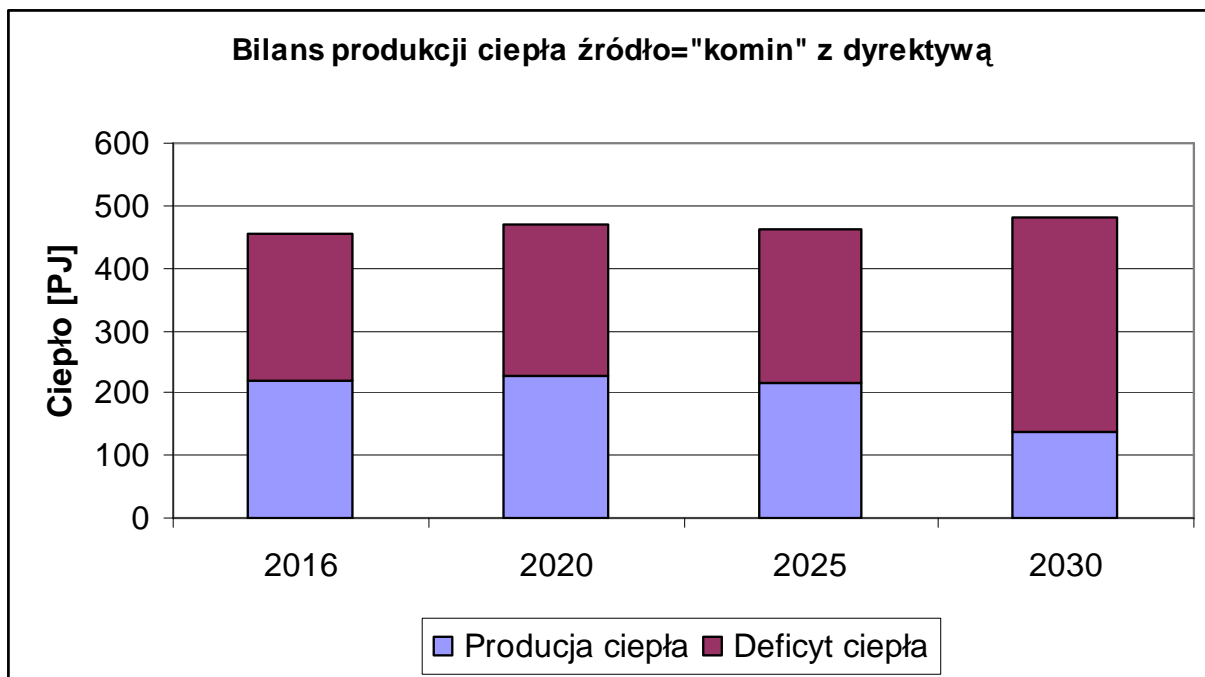
Porównanie bilansów ciepła i energii elektrycznej w kolejnych latach dla obu wariantów (bez dyrektywy i z dyrektywą w roku 2016) przedstawiono na rysunkach 15 oraz 16. Ilustrują one fakt, że dopiero w roku 2025 zacierają się skutki wdrożenia proponowanej nowej dyrektywy. Pozwala to wnioskować, że odłożenie wdrożenia dyrektywy do roku 2025 istotnie złagodziłoby skutki wdrożenia dyrektywy.



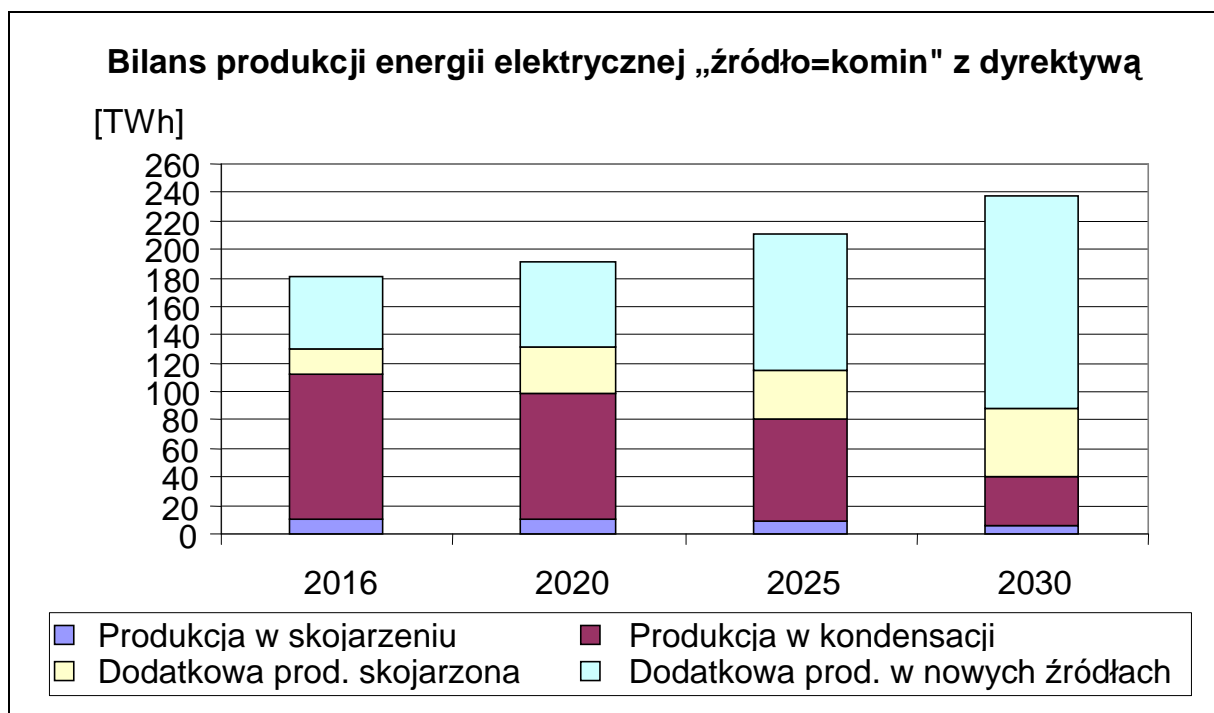
Rys. 11. Bilans ciepła w rozpatrywanych latach dla definicji „źródło = komin” w przypadku zaniechania wprowadzenia projektu dyrektywy



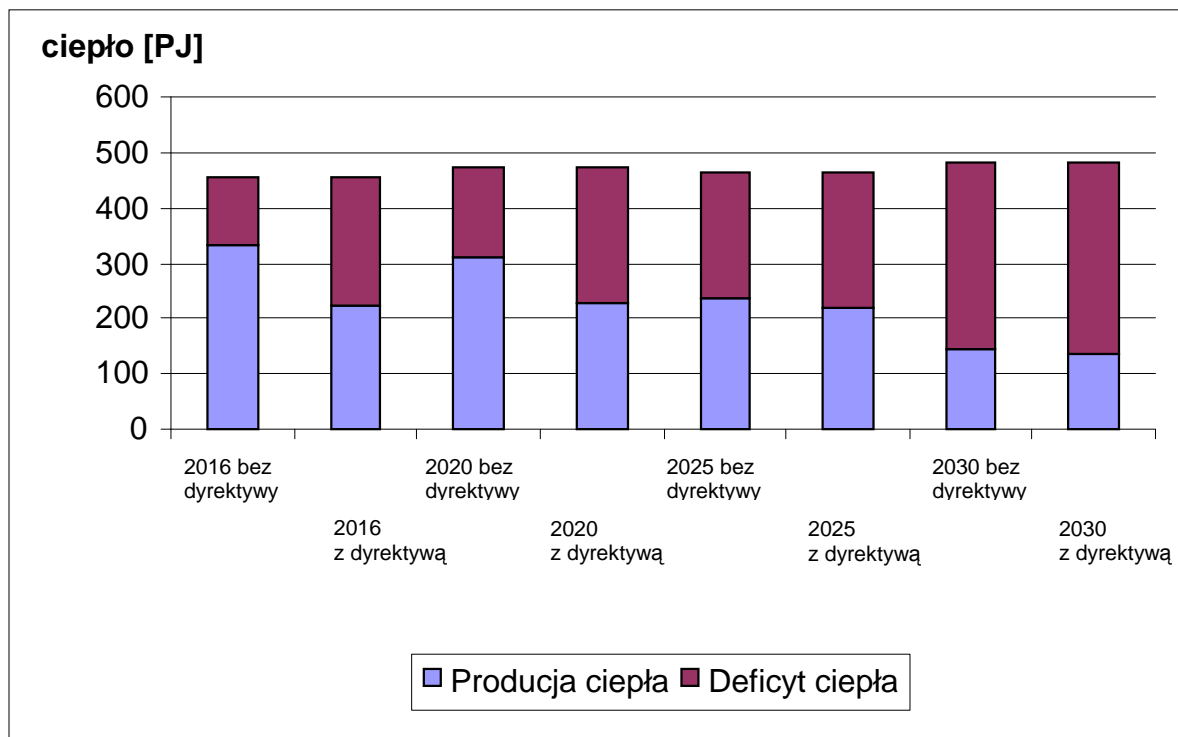
Rys. 12. Bilans energii elektrycznej w rozpatrywanych latach dla definicji „źródło = komin” w przypadku zaniechania wprowadzenia projektu dyrektywy



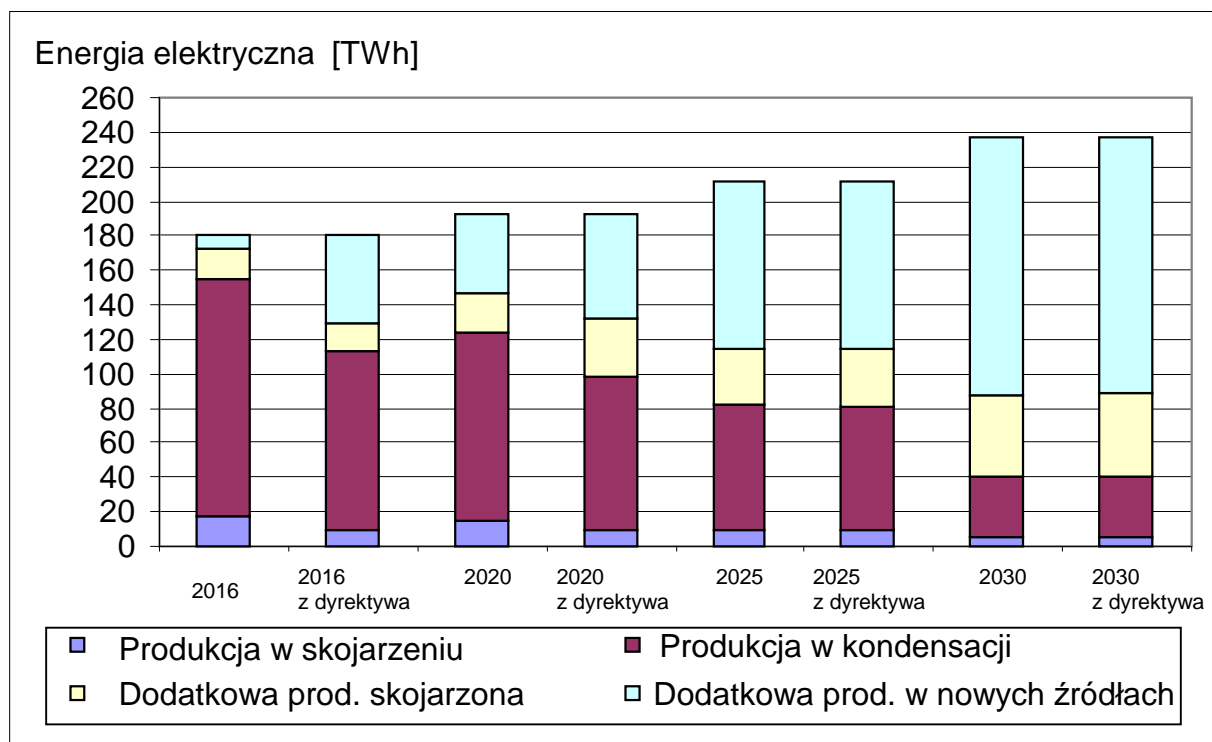
Rys. 13. Bilans ciepła w rozpatrywanych latach przy definicji „źródło= komin” i wprowadzeniu projektu dyrektywy w roku 2016



Rys. 14. Bilans energii elektrycznej w rozpatrywanych latach przy definicji „źródło= komin” i wprowadzeniu projektu dyrektywy w roku 2016

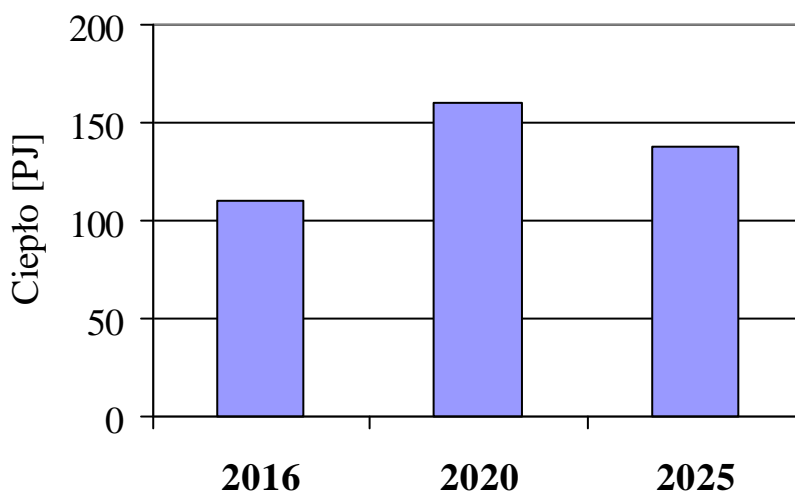


Rys. 15. Porównanie bilansów ciepła w rozpatrywanych latach dla definicji „źródło = komin” w przypadku zaniechania wdrożenia oraz wdrożenia projektu dyrektywy w roku 2016

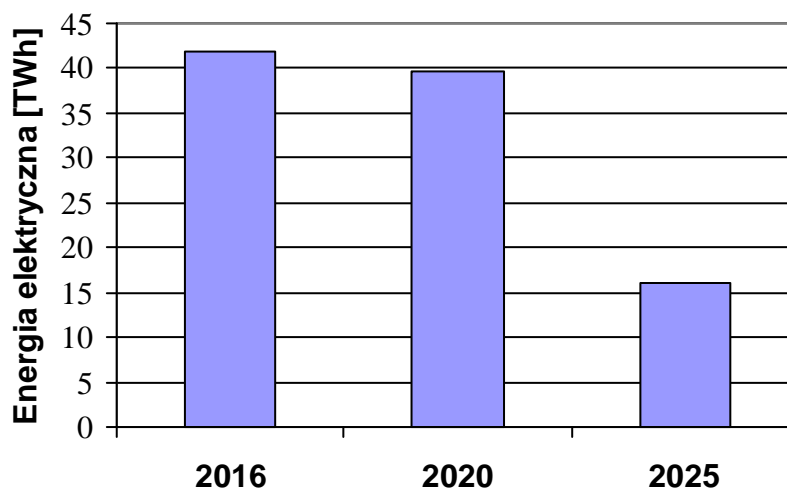


Rys. 16. Porównanie bilansu energii elektrycznej w rozpatrywanych latach dla definicji „źródło = komin” w przypadku zaniechania wdrożenia oraz wdrożenia projektu dyrektywy w roku 2016

Jednym z istotnych problemów jest odpowiedź na pytanie, jaki wpływ na bilans ciepła i energii elektrycznej ma przesunięcie terminu wdrożenia dyrektywy. Wyznaczono różnice między przypadkiem braku dyrektywy oraz przypadkami wdrożenia dyrektywy odpowiednio w latach 2016, 2020 oraz 2025. Wielkości te można traktować, jako dodatkowy deficyt spowodowany wdrożeniem dyrektywy. Uzyskane wyniki przedstawiono na rys. 17 oraz 18.

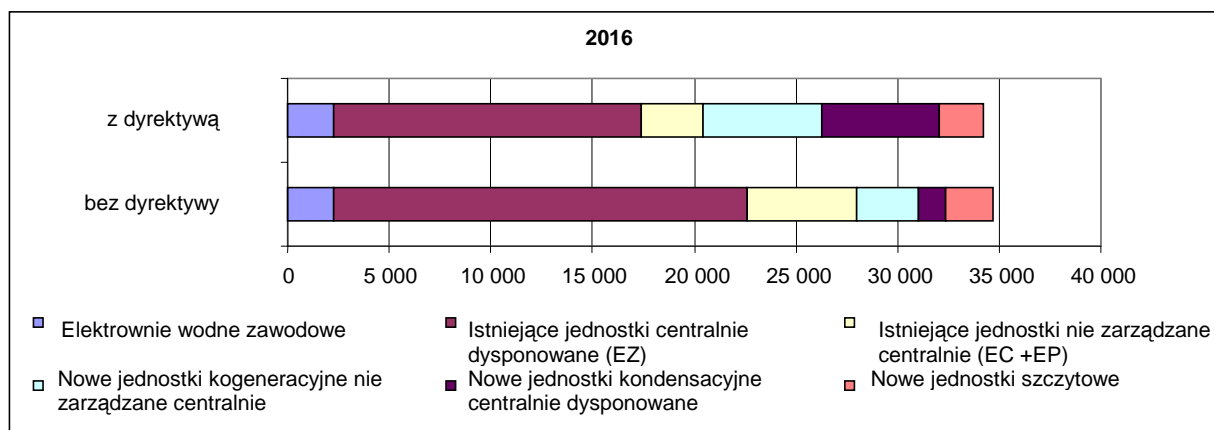


Rys. 17. Deficyt ciepła spowodowany wdrożeniem projektu dyrektywy (różnica pomiędzy zapotrzebowaniem na ciepło, a jego produkcją w instalacjach obecnie istniejących i budowanych).



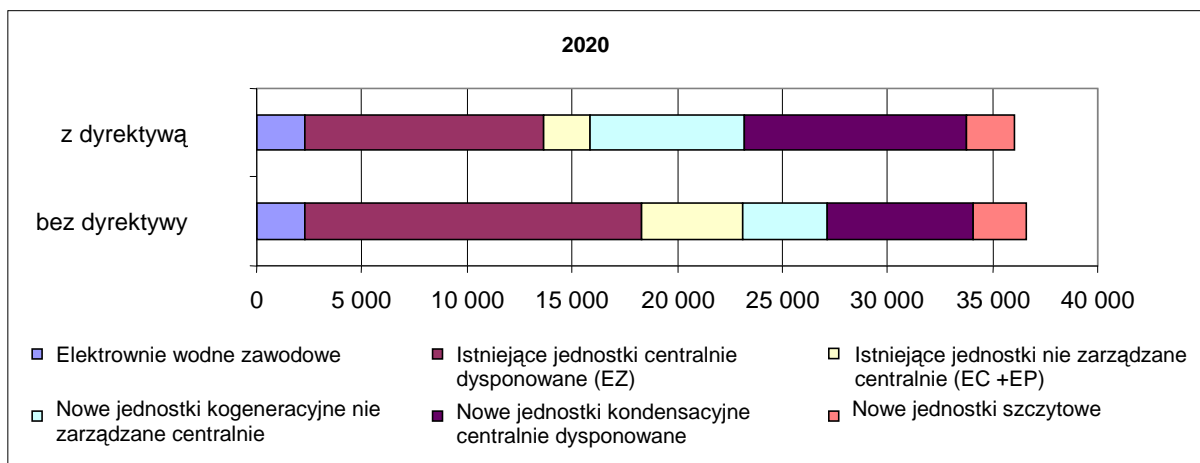
Rys. 18. Deficyt energii elektrycznej w zależności od terminu wdrożenia projektu dyrektywy

Istotna jest również analiza bilansu mocy elektrycznej zainstalowanej w systemie. Na rysunku 20 przedstawiono porównanie bilansu mocy elektrycznej zainstalowanej w roku 2016 bez wdrożenia dyrektywy i z jej wdrożeniem.

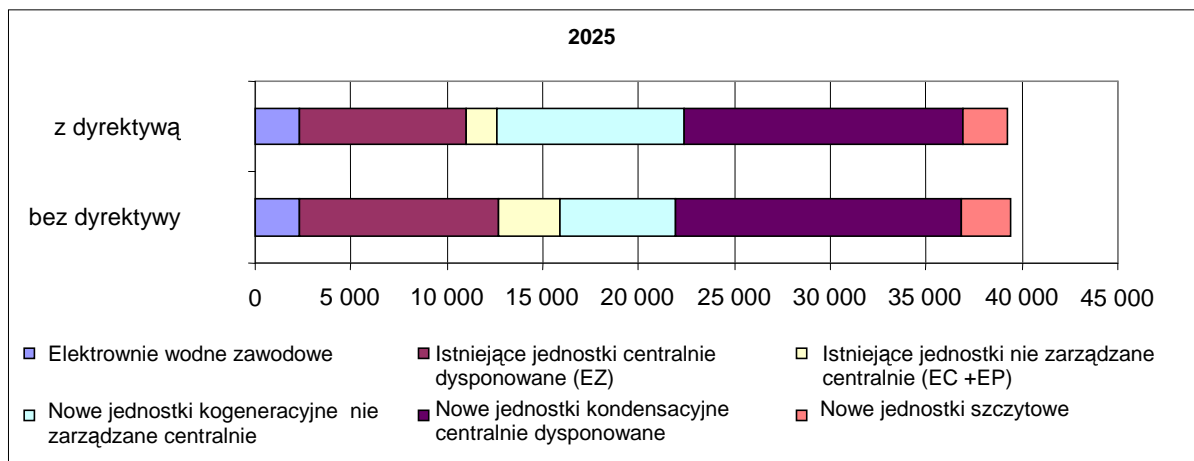


Rys. 19. Bilans mocy elektrycznej zainstalowanej (MW) w 2016 roku w przypadku wdrożenia i zaniechania wdrożenia dyrektywy

W przypadku odsunięcia wdrożenia dyrektywy do roku 2020 i 2025 bilans mocy zainstalowanej będzie się przedstawiał tak, jak pokazano na rysunkach 21 i 22. Z przedstawionych wykresów widać, że w kolejnych latach moc jaka musi być odtworzona względem roku 2007 powiększa się niezależnie od tego, czy dyrektywa zostanie wdrożona, czy też nie. Należy jednak zauważyć, że różnica mocy, jaką należy odtworzyć w przypadku z dyrektywą i bez dyrektywy w kolejnych latach widocznie maleje. Wynika z tego, że odłożenie momentu wprowadzenia dyrektywy w czasie jest korzystne.



Rys. 20. Bilans mocy elektrycznej zainstalowanej (MW) w 2020 roku w przypadku wdrożenia i zaniechania wdrożenia dyrektywy



Rys. 21. Bilans mocy elektrycznej zainstalowanej (MW) w 2025 roku w przypadku wdrożenia i zaniechania wdrożenia dyrektywy

III.5. Koszty inwestycyjne dostosowania się do projektu dyrektywy

Koszty inwestycyjne, konieczne do poniesienia w celu dostosowania pozostających w eksploatacji źródeł po wdrożeniu projektu dyrektywy, zestawiono w tabeli 4. Wynoszą one ok. 2,3 mld € (całkowity koszt modernizacji). Koszty te w wielu przypadkach są nie do udźwignięcia przez podmioty gospodarcze. Skrajnym przypadkiem jest tu podsektor ciepłowni zawodowych, w którym koszty dostosowania się do dyrektywy wynoszą ok. 0,64 mld €. Przy założeniu, że środki na ten cel pochodzą z kredytu oprocentowanego w wysokości 8,5% roczna spłata będzie wynosiła ok. 110 mln. €. Jeżeli przyjąć, że cała produkcja ciepła z 2007 roku (66 PJ) zostałaby przejęta przez zmodernizowane źródła, to wzrost kosztów wytwarzania ciepła wyniósłby prawie 1,7 €/GJ. Przy aktualnych relacjach cenowych i sytuacji społecznej spowodowałoby to, że produkcja ciepła sieciowego stałaby się niekonkurencyjna w stosunku do źródeł indywidualnych zasilanych gazem.

Tabela 4. Koszty inwestycyjne dostosowania źródeł pozostających w eksploatacji do nowej dyrektywy w przypadku gdy dyrektywa zostanie wdrożona w 2016 roku

Rok wdrożenia Dyrektywy	Sektor przemysłu	Koszty IOS mld €	Koszty DeNOx mln €	Koszty odpylania mln €	Suma mld €
2016	EZ	0,42	- ¹⁾	0,9	0,42 ¹⁾
	EC	0,72	0,27	9	1,00
	PEC	0,46	0,09	87	0,64
	EP	0,19	0,06	15	0,27
	Suma	1,79	1,35	111,9	2,33 ¹⁾

¹⁾ nie wliczono 0,93 mld € na dostosowanie źródeł o mocy w kominie większej od 500 MW, wynikającego z obowiązującej dyrektywy 2001/80/WE

III.6. Pełne koszty inwestycyjne dostosowania źródeł do projektu dyrektywy

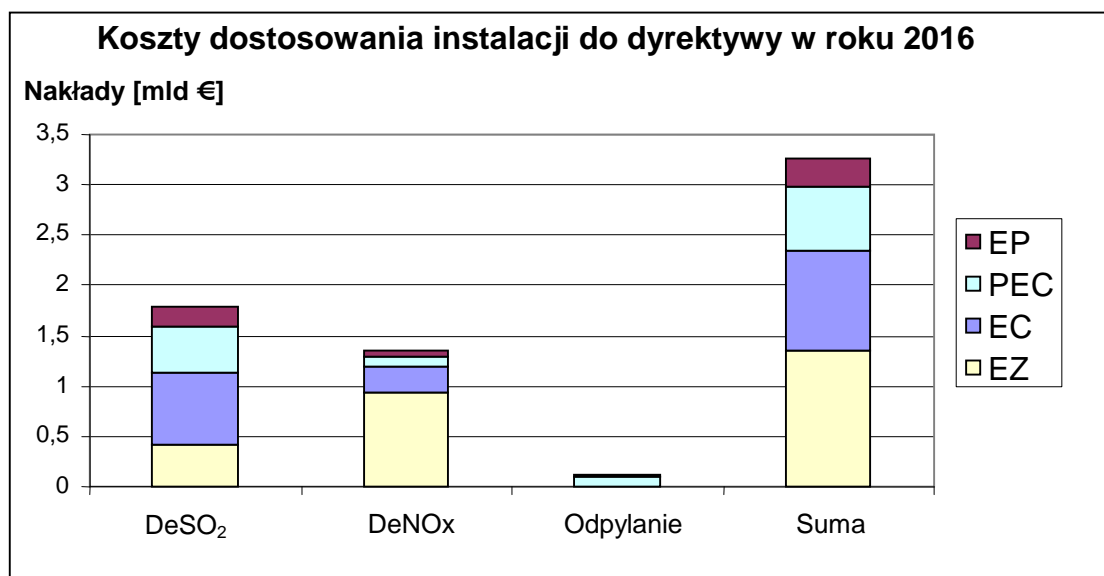
Poza wskazanymi wcześniej kosztami inwestycji dostosowawczych w źródłach pozostających w eksploatacji, do kosztów wdrożenia dyrektywy zaliczyć należy także koszty odtworzenia źródeł, których przyspieszone odstawienie zostało spowodowane wdrożeniem dyrektywy.

Za całkowite inwestycyjne koszty wdrożenia dyrektywy uznać należy koszty dostosowania tych aktualnie istniejących i pozostawionych po 2016 roku instalacji do zmienianej definicji źródła i zaostrożonych standardów emisji (2,3 mld €) oraz koszty tych nowych źródeł, których przyspieszona odbudowa została wymuszona wdrożeniem dyrektywy (10,2 mld €). Zestawienie tych kosztów przedstawia tabela 5.

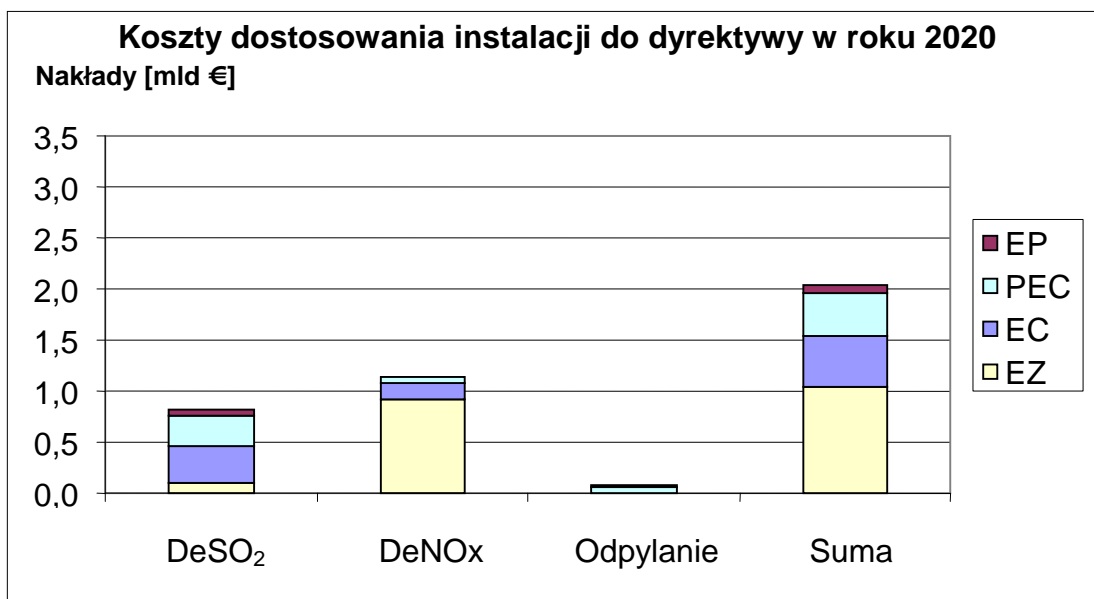
Tabela 5. Koszty inwestycyjne, jakie w horyzoncie do roku 2016 musi ponieść krajowa energetyka w wariantach z wdrożeniem w roku 2016 oraz bez wdrożenia dyrektywy

	Bez dyrektywy	Z dyrektywą
	mln €	mln €
Nowe jednostki kogeneracyjne	3 643	7 453
Nowe jednostki kondensacyjne	2 103	8 531
Nowe jednostki szczytowe	1 039	958
Modernizacja jednostek	0	3 256
Dostosowanie do dyrektywy LCP	929	0
Razem	7 715	20 198
Pełne koszty dostosowania		12 483

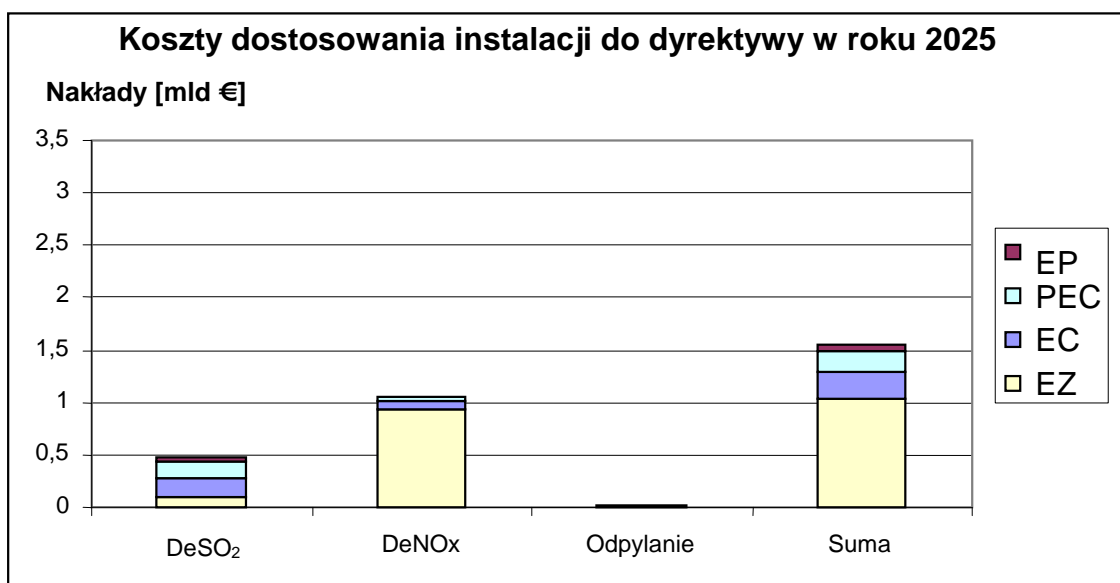
Przesunięcie terminu wdrożenia dyrektywy w sposób istotny obniża koszty dostosowania istniejących źródeł do nowej dyrektywy. Koszty poniesione na dostosowanie istniejących instalacji do przepisów nowej dyrektywy w przypadku wdrożenia odpowiednio w roku 2016, 2020 i 2025 przedstawiono na rysunkach 22, 23 i 24.



Rys. 22. Koszty dostosowania instalacji do projektu dyrektywy w roku 2020 (w zakresie dostosowania źródeł pozostałych w eksploatacji)

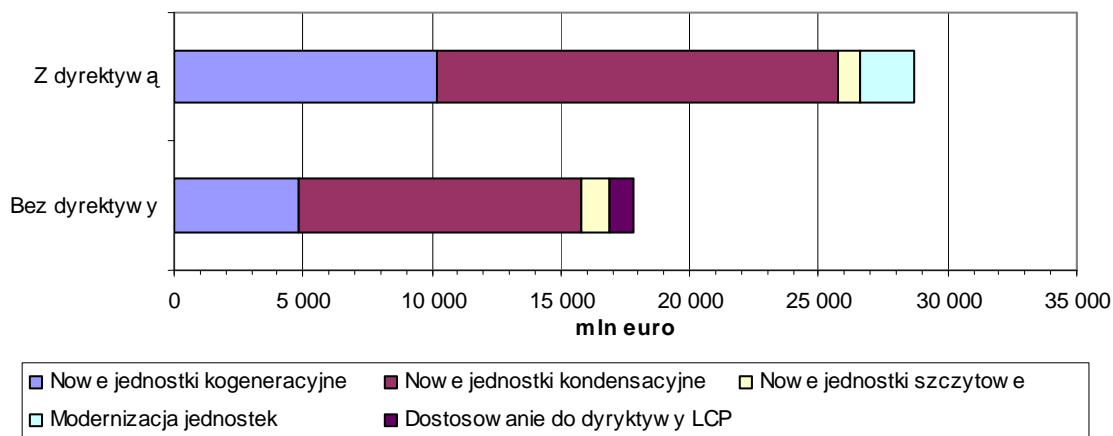


Rys. 23. Koszty dostosowania instalacji do projektu dyrektywy w roku 2020 (w zakresie dostosowania źródeł pozostałych w eksploatacji)

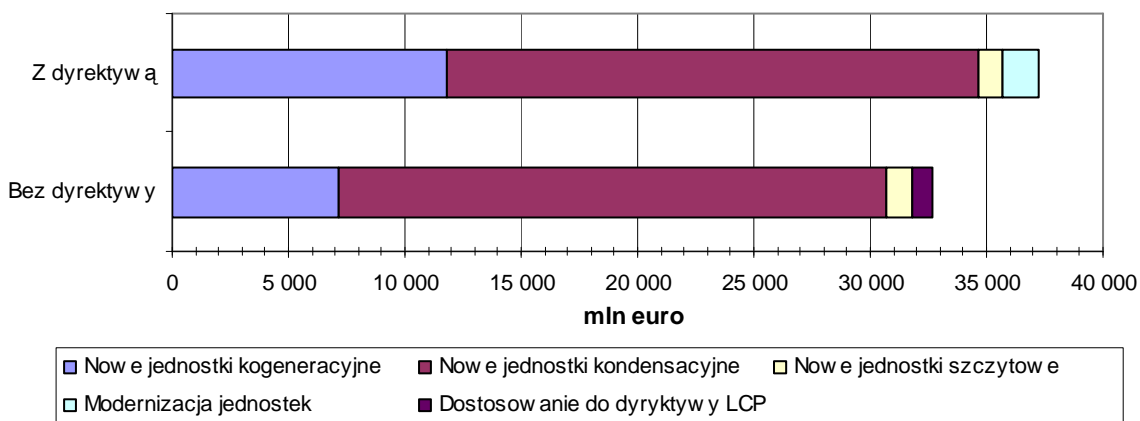


Rys. 24. Koszty dostosowania instalacji do projektu dyrektywy w roku 2025 (w zakresie dostosowania źródeł pozostałych w eksploatacji)

Przesunięcie terminu wdrożenia dyrektywy zmniejsza wielkość całkowitych nakładów inwestycyjnych koniecznych do poniesienia, co zilustrowano na rysunkach 25 i 26.



Rys. 25. Całkowite koszty inwestycyjne, jakie w horyzoncie do roku 2020 musi ponieść krajowa energetyka w wariantach z wdrożeniem w roku 2020 oraz bez wdrożenia dyrektywy (z uwzględnieniem odbudowy mocy wycofanych z powodu technicznego zużycia)



Rys. 26. Całkowite koszty inwestycyjne, jakie w horyzoncie do roku 2025 musi ponieść krajowa energetyka w wariantach z wdrożeniem w roku 2025 oraz bez wdrożenia dyrektywy (z uwzględnieniem odbudowy mocy wycofanych z powodu technicznego zużycia)

Wyniki przeprowadzonej analizy wskazują jednoznacznie, że każde odsunięcie w czasie terminu wdrożenia nowej dyrektywy w sposób widoczny obniża koszty, jakie muszą ponieść wytwórcy ciepła i energii elektrycznej na dostosowanie istniejących, znacząco zużytych instalacji do zmienionych warunków prawnych. Dopiero jednak przesunięcie terminu wdrożenia dyrektywy na rok 2025 zmniejszyłoby je do akceptowalnego poziomu.

III.7. Wzrost kosztów wytwarzania ciepła i energii elektrycznej

Koszty koniecznych do przeprowadzenia inwestycji (koszty odtworzenia mocy odstawionych w wyniku wprowadzenia projektu dyrektywy i koszty dostosowania do niego pozostających w eksploatacji) zostaną przeniesione w ceny ciepła i energii elektrycznej. W analizach założono, że środki na inwestycje zostaną pozyskane z kredytu komercyjnego oprocentowanego na 8,5%, a jego zwrot nastąpi w ciągu 10 lat. Dokonano podziału rocznych

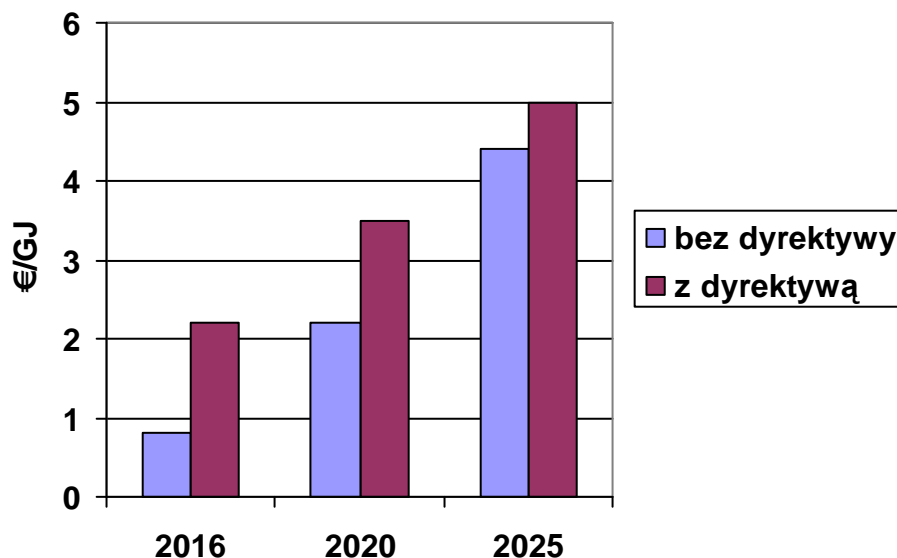
kosztów obsługi zadłużenia na produkcję ciepła i energii elektrycznej. Do tego celu wykorzystano metodę fizyczną, tzn. proporcjonalnego podziału kosztów ciepła w paliwie na potrzeby produkcji energii elektrycznej i ciepła. Przyjęto średnią sprawność wytwarzania ciepła 0,8. Wyniki obliczeń zestawiono w tabeli 6.

W celu pełniejszego zobrazowania sytuacji spowodowanej wdrożeniem dyrektywy na rysunkach 27 i 28 przedstawiono wpływ całkowitych nakładów inwestycyjnych na koszty produkcji ciepła i energii elektrycznej. Założenia były identyczne, jak dla obliczeń kosztów wdrożenia dyrektywy.

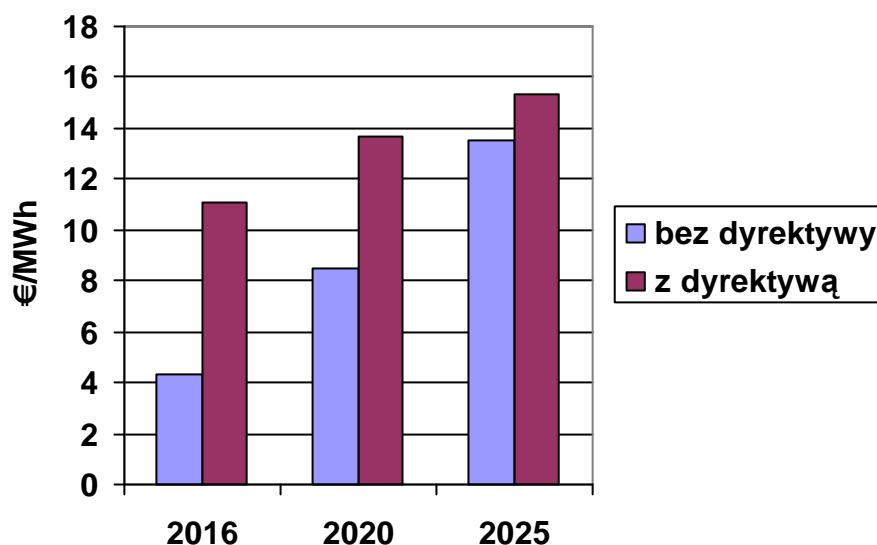
Tabela 6. Zestawienie przyrostu jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w związku z wdrożeniem nowej dyrektywy, odpowiednio w latach 2016, 2020 oraz 2025 (koszty odtworzenia mocy odstawionych w wyniku wprowadzenia projektu dyrektywy i koszty dostosowania do niego pozostających w eksploatacji)

Nazwa	Jednostka	2016	2020	2025
Produkcja energii elektrycznej	TWh/rok	180	192	211
Produkcja ciepła	PJ/rok	456	471	463
Wsad do kotła	PJ/rok	1 703	1 532	1 383
Koszty przypisane do energii elektrycznej	mld €/rok	0,62	0,62	0,28
Koszty przypisane do energii cieplnej	mld €/rok	1,24	1,00	0,40
Wzrost kosztów jednostkowych energii elektrycznej	zł/MWh	6,9	5,2	1,9
Wzrost kosztów jednostkowych ciepła	zł/GJ	1,4	1,3	0,6

W przypadku ciepła wzrost kosztów z tytułu wdrożenia dyrektywy w 2016 roku wyniesie około 1,4 €/GJ przy średniej cenie wytwarzania ciepła w Polsce około 6,86 €/GJ (24 zł/GJ). Wzrost wyniesie więc około 20%. W przypadku energii elektrycznej wzrost kosztu, który można przypisać dyrektywie, wynosi około 6,9 €/MWh. W roku 2007 średnia cena sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców wynosiła 40,77 €/MWh. Oznacza to, że wzrost wyniesie około 17%.



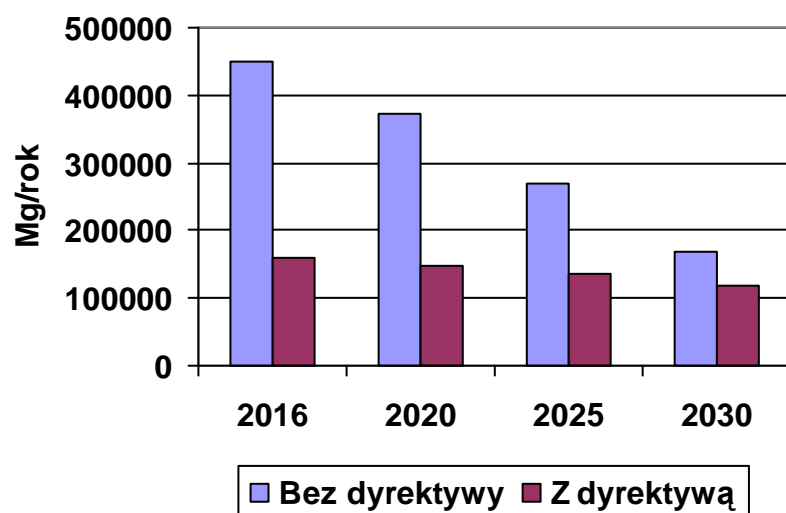
Rys. 27. Wpływ całkowitych kosztów inwestycyjnych na koszty wytwarzania ciepła (łącznie z odtworzeniem mocy odstawionej w wyniku wdrożenia projektu dyrektywy)



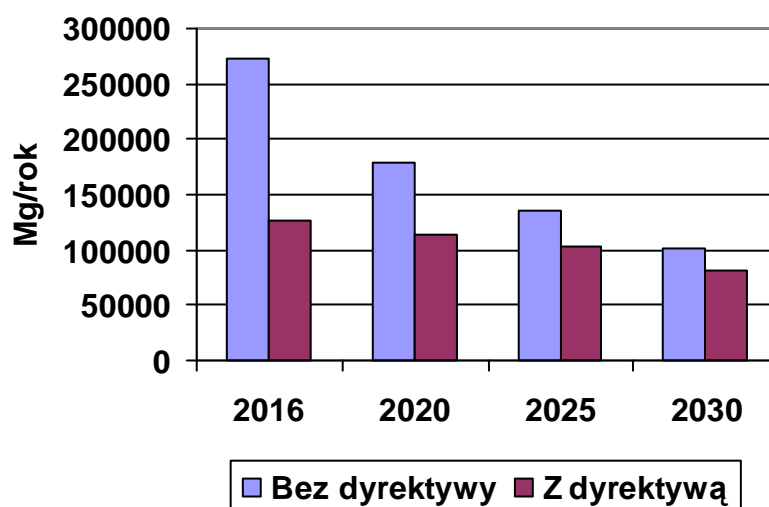
Rys. 28. Wpływ całkowitych kosztów inwestycyjnych na koszty wytwarzania energii elektrycznej (łącznie z odtworzeniem mocy odstawionej w wyniku wdrożenia projektu dyrektywy)

III.8. Emisja zanieczyszczeń

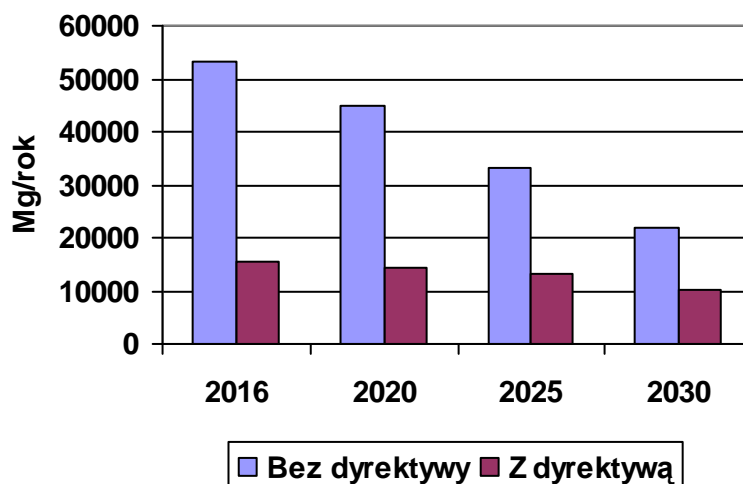
Wyniki obliczeń wielkości całkowitej krajowej emisji dwutlenku siarki, tlenków azotu i pyłu ze źródeł spalania wytwarzających ciepło użytkowe i energię elektryczną przedstawiono na rys. 29 - 31. Na rysunkach porównano emisję wynikającą z aktualnie obowiązujących w Polsce uregulowań prawnych (dyrektywa 2001/80/WE oraz rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 20 grudnia 2005), z emisją, która byłaby wynikiem wdrożenia nowej dyrektywy o emisjach przemysłowych.



Rys. 29. Emisja roczna dwutlenku siarki z dużych źródeł spalania wytwarzających ciepło użytkowe i energię elektryczną przy obowiązującym aktualnie w Polsce stanie prawnym oraz w przypadku wdrożenia dyrektywy w roku 2016



Rys. 30. Emisja roczna tlenków azotu z dużych źródeł spalania wytwarzających ciepło użytkowe i energię elektryczną przy obowiązującym aktualnie w Polsce stanie prawnym oraz w przypadku wdrożenia dyrektywy w roku 2016



Rys. 31. Emisja roczna pyłu z dużych źródeł spalania wytwarzających ciepło użytkowe i energię elektryczną; przy obowiązującym aktualnie w Polsce stanie prawnym oraz w przypadku wdrożenia dyrektywy w roku 2016

III.9. Wdrożenie projektu dyrektywy – porównanie wariantów

W wyniku przeprowadzonych analiz, które wskazują, na olbrzymie koszty dostosowania się wytwórców energii elektrycznej i ciepła do uregulowań dyrektywy, pierwszym analizowanym rozwiązaniem było odłożenie jej wdrożenia w czasie i podzielenie na dwa etapy. W zakresie istniejących źródeł większych od 50 MW dyrektywa zostałaby wdrożona od roku 2020, a dla pozostałych źródeł od roku 2025. Skutki takiego rozwiązania zestawiono w tabeli 7.

Należy zwrócić uwagę, że jeżeli rozpatrywać wzrost kosztów energii spowodowany tylko inwestycjami wymuszonymi przez dyrektywę, to wdrożenie dyrektywy w dwóch ww. etapach zmniejszy przyrost kosztów ciepła z 1,4 €/GJ do 0,9 €/GJ oraz przyrost kosztów energii elektrycznej z 6,7 €/MWh do 6,1 €/MWh.

Tabela 7. Zbiorcze zestawienie najważniejszych bezpośrednich skutków wdrożenia projektu dyrektywy (bez odbudowy instalacji technicznie zużytych)

Wielkość	Wdrożenie zgodnie z propozycją Komisji Europejskiej	Wdrożenie w dwóch etapach 2020/2025	Wdrożenie w roku 2025
Moc w paliwie źródeł, których odstawienie zostanie wymuszone przez wprowadzenie dyrektywy [GW]	34,1	29,0	20,1
Moc elektryczna źródeł, których odstawienie zostanie wymuszone przez wprowadzenie dyrektywy [GW]	7,55	7,24	3,2
Udział mocy elektrycznej źródeł, których odstawienie zostanie wymuszone dyrektywą w całkowitej mocy elektrycznej źródeł odstawionych z powodu zużycia technicznego i wdrożenia projektu dyrektywy [%]	45	35	12
Deficyt ciepła z „istniejących” instalacji spowodowany wdrożeniem dyrektywy, w roku jej wdrożenia [PJ]	110	122	138

Udział deficytu ciepła z „istniejących” instalacji spowodowany wdrożeniem dyrektywy, w deficycie całkowitym, w roku wdrożenia dyrektywy [%]	47	43	38
Deficyt energii elektrycznej z „istniejących” instalacji spowodowany wdrożeniem dyrektywy, w roku jej wdrożenia [TWh]	41,9	40,0	16
Udział deficytu energii elektrycznej z „istniejących” instalacji spowodowany wdrożeniem dyrektywy, w deficycie całkowitym, w roku wdrożenia dyrektywy [%]	61,8	37	12
Minimalna moc elektryczna zainstalowana konieczna do wybudowania w wyniku wdrożenia dyrektywy [GW]	7,07	6,75	3,2
Udział minimalnej mocy zainstalowanej koniecznej do wybudowania w wyniku wdrożenia dyrektywy w całkowitej koniecznej do odnowienia mocy instalacji [%]	51	33	12
Koszty inwestycyjne wdrożenia dyrektywy [mld €]	12,5	10,6	4,5
Udział kosztów inwestycyjnych wdrożenia dyrektywy w całkowitych kosztach inwestycyjnych koniecznych do odnowienia do w odpowiednim roku [%]	62	37	12
Wzrost kosztów ciepła spowodowany wprowadzeniem dyrektywy [€/GJ]	1,4	0,9	0,6
Wzrost kosztów energii elektrycznej spowodowany wdrożeniem dyrektywy [€/MWh]	6,9	6,1	1,9
Pułap emisji SO ₂ w roku 2020 [Mg/rok]	147 150	133 625	131 246 ¹⁾
Pułap emisji NO _x w roku 2020 [Mg/rok]	113 863	100 745	97 093 ¹⁾
Pułap emisji pyłu w roku 2020 [Mg/rok]	14 216	13 092	11 547 ¹⁾

¹⁾ w roku 2025

Z powodu naturalnych odstawień jednostek, w roku 2020 wielkości rocznych emisji (emisje SO₂, NO_x, pyły) są mniejsze w przypadku wdrożenia dyrektywy w dwóch ww. etapach. Jednakże ze względów ekonomicznych i bezpieczeństwa energetycznego najkorzystniejsze jest wdrożenie projektu dyrektywy w 2025 roku.

IV. Stanowisko Polski odnośnie sposobu wdrożenia projektu dyrektywy

1. *Polska zgadza się na przyjęcie nowych wymagań emisyjnych w stosunku do źródeł, dla których złożone będą kompletne wnioski o pozwolenie na budowę po dniu transpozycji dyrektywy.*

Zagrożenie wzrostem niskiej emisji:

2. *Polska wyraża obawę, że nałożenie kosztownych wymagań emisyjnych na wytwórców energii w średniej wielkości źródłach (głównie lokalne ciepłownie) spowoduje koszty przystosowania niemożliwe do przeniesienia w akceptowalne społecznie ceny, co w konsekwencji spowoduje upadłość tych ciepłowni. W efekcie powstałe potrzeby energetyczne będą zaspokajane z mniejszych źródeł, co spowoduje wzrost tzw. „niskiej emisji”, z nie objętych kontrolą źródeł. Przełoży się to na pogorszenie jakości powietrza na obszarach, gdzie zostaną zlokalizowane te źródła i skutkować będzie koniecznością tworzenia bardzo kosztownych naprawczych programów ochrony powietrza, których skuteczność będzie bardzo ograniczona. Stoi to w sprzeczności z celami dyrektywy nr 2008/50/WE w sprawie jakości powietrza i czystszej powietrza dla Europy (tzw. CAFE) Obecnie niska emisja jest główną przyczyną przekroczeń dopuszczalnych*

poziomów substancji występujących w wielu strefach na terenie naszego kraju. Dlatego Polska wyraża sprzeciw wobec włączenia w zakres dyrektywy kotłów o mocy od 20 do 50 MWt. Źródła te są odpowiedzialne za niewiele ponad 7% emisji SO₂ i 6% emisji NO_x, oraz ok. 1% produkcji energii elektrycznej i ok. 24% produkcji ciepła. Włączenie takie wygeneruje wysokie koszty administracyjne, nieadekwatne do osiągniętych korzyści (na co wskazują dane w zał. 1). Ponadto w Polsce instalacje te są już objęte uregulowaniami prawa krajowego dotyczącymi emisji i nie widzimy konieczności objęcia ich zakresem projektu dyrektywy o emisjach przemysłowych;

3. Ze względów społecznych oraz środowiskowych (dążenie do ograniczenia tzw. „niskiej emisji” z małych źródeł) Polska proponuje wprowadzenie dla tej branży mechanizmu chroniącego lub zastosowanie łagodniejszych standardów emisji dla ciepłownictwa sieciowego. Pozwoli to na ochronę obywateli UE narażonych na oddziaływanie ostrych warunków klimatycznych, nie zakłócając konkurencyjności przedsiębiorców w UE.

Zagrożenia ekonomiczne oraz dla bezpieczeństwa energetycznego:

4. Polska wyraża sprzeciw wobec zmiany definicji źródła z „kotła” na „komin”. Jeżeli jednak obowiązywałaby definicja „źródło = komin”, to Polska postuluje konieczność doprecyzowania definicji poprzez:
 - określenie na 50 MW_t w paliwie minimalnej mocy instalacji podłączonych do wspólnego komina,
 - wskazanie zysków ekologicznych, ekonomicznych i technologicznych, jakie wynikałyby ze zmiany definicji.
5. Polska postuluje, aby wprowadzić mechanizm derogacji, podobnie jak w obowiązującej dyrektywie 2001/80/WE (LCP). Należy ustalić dopuszczalny czas pracy istniejących źródeł od momentu wdrożenia dyrektywy do ich likwidacji. W istotny sposób zmniejszy to skalę zagrożeń, jakie niesie nowa dyrektywa dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i ciepła. Skala inwestycji, koniecznych do przeprowadzenia w kraju w celu odnowienia zdolności wytwórczych i dodatkowo spełnienia wymagań proponowanych w projekcie nowej dyrektywy o emisjach przemysłowych, jest tak duża, że nie ma możliwości odbudowy wymaganej liczby i mocy instalacji w krótkim okresie czasu (7 lat). Zastosowanie derogacji jest szczególnie istotne w odniesieniu do kotłów wodnych w miejskich systemach ciepłowniczych.
6. Polska postuluje przesunięcie terminu wejścia w życie dyrektywy z roku 2016 na rok 2025 (wyniki analizy potwierdzają, że przesunięcie terminu wdrożenia dyrektywy z roku 2016 na rok 2025 jest jak najbardziej korzystne, ze względu na wielkość ubytków mocy elektrycznej jak również oszczędność nakładów inwestycyjnych).
7. Polska postuluje wprowadzenie mechanizmów ekonomicznych (np. mechanizm handlu emisjami) wspomagających obniżenie sumarycznych krajowych emisji ze źródeł LCP. Mechanizmy te powinny mieć związek z wysoką efektywnością energetyczną oraz ochroną i rozwojem wysokosprawnej kogeneracji.

Załącznik Nr 1 do „Stanowiska Polski nt. wdrożenia projektu dyrektywy o emisjach przemysłowych w związku z koniecznością zaspokojenia potrzeb Polski w zakresie ciepła i energii elektrycznej.”

Tabela 1 Liczba kotłów oraz ich procentowy udział w ogólnej liczbie źródeł dla różnych definicji dużego źródła spalania, z podziałem na źródła z derogacjami technicznymi, naturalnymi i bez derogacji

Liczebność kotłów	LCP	K-LCP (≥50MWt)	K-LCP (20-50 MWt)	Suma	LCP	K-LCP (≥50MWt)	K-LCP (20-50 MWt)	Suma
Kotły bez derogacji	138	488	321	947	8,8%	31%	20,5%	60,5%
Kotły z derogacjami naturalnymi	66	57	9	132	4,2%	3,6%	0,6%	8,4%
Kotły z derogacjami technicznymi (SO ₂ i NO _x)	223	173	27	423	14,2%	11,1%	1,7%	27,0%
Kotły z derogacjami technicznymi (tylko PM)	3	57	3	63	0,2%	3,6%	0,2%	4,0%
Suma	430	775	360	1 565	27,5%	49,5%	23,0%	100%

Tabela 2 Zainstalowana moc cieplna w paliwie oraz jej procentowy udział w całkowitej zainstalowanej mocy termicznej dla różnych definicji dużego źródła spalania, z podziałem na źródła z derogacjami technicznymi, naturalnymi i bez derogacji

Moc cieplna kotłów [MWt]	LCP	K-LCP (≥50MWt)	K-LCP (20-50 MWt)	Suma	LCP	K-LCP (≥50MWt)	K-LCP (20-50 MWt)	Suma
Kotły bez derogacji	35 597	12 414	3 995	52 006	27,1%	9%	3,0%	39,5%
Kotły z derogacjami naturalnymi	10 276	1 414	115	11 805	7,8%	1,1%	0,1%	9,0%
Kotły z derogacjami technicznymi (SO ₂ i NO _x)	60 687	4 503	585	65 775	46,2%	3,4%	0,4%	50,0%
Kotły z derogacjami technicznymi (tylko PM)	124	1 705	82	1 911	0,1%	1,3%	0,1%	1,5%
Suma	106 684	20 036	4 777	131 497	81,1%	15,2%	3,6%	100%

Tabela 3 Produkcja energii elektrycznej brutto oraz jej procentowy udział w całkowitej produkcji energii elektrycznej brutto dla różnych definicji dużego źródła spalania, z podziałem na źródła z derogacjami technicznymi, naturalnymi i bez derogacji

Produkcja energii elektrycznej brutto [MWh]	LCP	K-LCP (≥50MWt)	K-LCP (20-50 MWt)	Suma	LCP	K-LCP (≥50MWt)	K-LCP (20-50 MWt)	Suma
Kotły bez derogacji	60 451 046	833 529	260 423	61 544 998	40,7%	0,6%	0,2%	41,4%
Kotły z derogacjami naturalnymi	4 643 423	149 580	0	4 793 003	3,1%	0,1%	0,0%	3,2%
Kotły z derogacjami technicznymi (SO ₂ i NO _x)	81 628 556	430 701	60 714	82 119 971	55,0%	0,3%	0,0%	55,3%
Kotły z derogacjami technicznymi (tylko PM)	0	45 583	0	45 583	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Suma	146 723 026	1 459 393	321 137	148 503 555	98,8%	1,0%	0,2%	100%

Tabela 4 Produkcja ciepła brutto oraz jej procentowy udział w całkowitej produkcji ciepła brutto dla różnych definicji dużego źródła spalania, z podziałem na źródła z derogacjami technicznymi, naturalnymi i bez derogacji

Produkcja ciepła brutto [GJ]	LCP	K-LCP (≥50MWt)	K-LCP (20-50 MWt)	Suma	LCP	K-LCP (≥50MWt)	K-LCP (20-50 MWt)	Suma
Kotły bez derogacji	71 262 228	59 016 779	18 596 429	148 875 436	17,5%	14,5%	4,6%	36,7%
Kotły z derogacjami naturalnymi	13 194 214	5 077 709	321 558	18 593 480	3,2%	1,3%	0,1%	4,6%
Kotły z derogacjami technicznymi (SO ₂ i NO _x)	200 395 630	25 593 437	2 424 177	228 413 244	49,3%	6,3%	0,6%	56,2%
Kotły z derogacjami technicznymi (tylko PM)	829 507	9 096 463	358 270	10 284 240	0,2%	2,2%	0,1%	2,5%
Suma	285 681 578	98 784 388	21 700 434	406 166 400	70,3%	24,3%	5,3%	100%

Tabela 5 Emisja SO₂ oraz jej procentowy udział w całkowitej emisji SO₂ dla różnych definicji dużego źródła spalania, z podziałem na źródła z derogacjami technicznymi, naturalnymi i bez derogacji

Emisja SO ₂ w roku 2005 [Mg]	LCP	K-LCP (≥50MWt)	K-LCP (20-50 MWt)	Suma	LCP	K-LCP (≥50MWt)	K-LCP (20-50 MWt)	Suma
Kotły bez derogacji	270 017	33 419	7 829	311 265	33,9%	4,2%	1,0%	39,1%
Kotły z derogacjami naturalnymi	37 306	3 080	180	40 565	4,7%	0,4%	0,0%	5,1%
Kotły z derogacjami technicznymi (SO ₂ i NO _x)	422 784	15 486	1 609	439 879	53,0%	1,9%	0,2%	55,2%
Kotły z derogacjami technicznymi (tylko PM)	381	4 913	79	5 372	0,0%	0,6%	0,0%	0,7%
Suma	730 487	56 898	9 697	797 082	91,6%	7,1%	1,2%	100%

Tabela 6 Emisja NO_x oraz jej procentowy udział w całkowitej emisji NO_x dla różnych definicji dużego źródła spalania, z podziałem na źródła z derogacjami technicznymi, naturalnymi i bez derogacji

Emisja NO _x w roku 2005 [Mg]	LCP	K-LCP (≥50MWt)	K-LCP (20-50 MWt)	Suma	LCP	K-LCP (≥50MWt)	K-LCP (20-50 MWt)	Suma
Kotły bez derogacji	90 335	10 631	3 081	104 047	31,6%	4%	1,1%	36,4%
Kotły z derogacjami naturalnymi	11 053	862	47	11 962	3,9%	0,3%	0,0%	4,2%
Kotły z derogacjami technicznymi (SO ₂ i NO _x)	163 127	4 529	641	168 297	57,0%	1,6%	0,2%	58,8%
Kotły z derogacjami technicznymi (tylko PM)	122	1 668	72	1 862	0,0%	0,6%	0,0%	0,7%
Suma	264 637	17 690	3 841	286 168	92,5%	6,2%	1,3%	100%

Przeprowadzone analizy pokazują jak niewielki jest wpływ zmiany definicji dużego źródła spalania z kotła na komin (przy zachowaniu obowiązującej minimalnej mocy na poziomie 50 MWt) na wzrost emisji dwutlenku siarki SO₂ i tlenków azotu NO_x. Zakwalifikowanie w wyniku zmiany definicji dodatkowej grupy źródeł, jako LCP spowoduje włączenie do systemu dodatkowych **775** kotłów, co stanowi ok. 15% udziału w zainstalowanej mocy termicznej. Źródła te są odpowiedzialne za niewiele ponad **7%** emisji SO₂ i **6%** emisji NO_x, oraz ok. 1% produkcji energii elektrycznej i ok. 24% produkcji ciepła.

Dodatkowe objęcie postanowieniami dyrektywy instalacji o mocy termicznej w paliwie 20-50 MWt, przy zmianie definicji dużego źródła spalania z kotła na komin,

spowoduje objęcie regulacjami dyrektywy kolejnych **360** kotłów, których emisja SO₂ i NO_x jest na poziomie **1%** ogólnej wartości emisji. Źródła te były odpowiedzialne praktycznie w zerowym stopniu za produkcję energii elektrycznej i za ok. 5% wyprodukowanego w 2005r. ciepła.