

***Ocena skutków ustanowienia celów głębokiej
redukcji emisji gazów cieplarnianych w UE do
roku 2050, ze szczególnym uwzględnieniem
skutków dekarbonizacji produkcji energii
elektrycznej dla Polski***

SYNTEZA

Wersja z dn. 14 czerwca 2010

**Pracę wykonała firma Badania Systemowe „EnerSys” Sp. z o.o.
na zlecenie Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej**

Warszawa, czerwiec 2010

Spis treści

1. KONTEKST POLITYCZNY.....	2
2. METODYKA I DANE DO OBLICZEŃ.....	3
2.1. METODYKA I UKŁAD OBLICZEŃ.....	3
2.2. GŁÓWNE DANE I ZAŁOŻENIA LICZBOWE.....	4
3. LICZBOWA OCENA SKUTKÓW POLITYKI DEKARBONIZACJI DLA POLSKI DO ROKU 2050	7
3.1. SKUTKI W SKALI CAŁEGO KRAJU.....	7
3.1.1. <i>Emisje dwutlenku węgla.....</i>	7
3.1.2. <i>Struktura zużycia energii pierwotnej.....</i>	9
3.2. SKUTKI W SKALI SEKTORA ELEKTROENERGETYCZNEGO.....	10
3.2.1. <i>Struktura paliwowa wytwarzania energii elektrycznej.....</i>	10
3.2.2. <i>Struktura technologiczna.....</i>	11
3.2.3. <i>Wychwyty i składowanie CO2.....</i>	14
3.3. ZMIANY NA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ I CIEPŁA.....	15
3.3.1. <i>Zmiany konkurencyjności różnych technologii produkcji energii elektrycznej.....</i>	15
3.3.2. <i>Efektywność ekonomiczna produkcji energii w kogeneracji (elektrociepłownie).....</i>	18
3.3.3. <i>Jednostkowe marginalne koszty wytwarzania energii elektrycznej.....</i>	20
3.3.4. <i>Jednostkowe średnie koszty wytwarzania energii elektrycznej.....</i>	21
3.3.5. <i>Jednostkowe koszty wytwarzania ciepła.....</i>	23
3.4. KOSZTY POLITYKI DEKARBONIZACJI W SKALI KRAJU.....	24
3.4.1. <i>Nakłady inwestycyjne.....</i>	24
3.4.2. <i>Techniczne koszty wytwarzania energii.....</i>	25
3.4.3. <i>Koszty zakupu uprawnień emisyjnych.....</i>	27
4. INNE SKUTKI NIE UJĘTE W ANALIZACH LICZBOWYCH.....	29
5. WNIOSKI.....	30

1. Kontekst polityczny

Kopenhaga i negocjacje w sprawie globalnego porozumienia dot. redukcji emisji GC

W ramach obecnie prowadzonych negocjacji dot. globalnego porozumienia (traktatu) w sprawie redukcji emisji gazów cieplarnianych formułowane są następujące cele:

- a) 50 % redukcji emisji w skali całego świata do roku 2050 w porównaniu do roku 1990,
- b) 80 – 95 % redukcji emisji w krajach rozwiniętych, w tym UE.

Odnosnie unijnych zobowiązań jeszcze do niedawna formułowany był cel 60 – 80% redukcji do roku 2050, jednak w ostatnim czasie został on zmieniony do 80-95%.

Tendencje do zaostrzenia celów widać także w przypadku zobowiązań dotyczących roku 2020. UE zobowiązała się w przypadku uzgodnienia globalnego porozumienia do zmiany swoich celów redukcji emisji na rok 2020 z 20% do 30%. Jednak ostatnio formułowane są opinie o konieczności ich zaostrzenia nawet wówczas, gdy inne kraje nie podejmą podobnych działań.

Należy więc przyjąć, że **sukces negocjacji odnośnie światowych redukcji emisji gazów cieplarnianych oznaczać będzie wdrożenie w UE polityki zmierzającej do redukcji emisji gazów cieplarnianych o:**

⇒ **30- 40% do roku 2020**

⇒ **80 – 95% do roku 2050**

Powyzsze zobowiązania będą miały ogromny wpływ na polską energetykę i gospodarkę.

Analizy wykonane przez Eurelectric dla sektora elektroenergetycznego

Europejskie zrzeszenie przedsiębiorstw sektora elektroenergetycznego (Eurelectric) w roku 2009 wykonało analizy oceniające możliwość dekarbonizacji produkcji energii elektrycznej w skali całej Unii Europejskiej do roku 2050.

Analizy zostały wykonane przez zespół prof. Caprosa z Uniwersytetu NTUA w Atenach, który wykonuje większość analiz prognostycznych dla Komisji Europejskiej. Efektem tych prac była **opublikowana deklaracja Eurelectric o zdolności europejskiego sektora elektroenergetycznego do produkcji energii elektrycznej bez emisji CO2 po akceptowalnych kosztach**. Deklaracja ta została także przedstawiona w czasie prezentacji wyników prac w Parlamencie Europejskim w dniu 10 listopada 2009.

Przedstawiciele polskiego sektora elektroenergetycznego uczestniczący w pracach formułowali szereg uwag i zastrzeżeń zarówno co do sposobu prowadzonych analiz jak i końcowych wniosków. Wskazywali też na potrzebę oceny wpływu polityki dekarbonizacji na poszczególne kraje zamiast operowania wartościami uśrednionymi w skali całej UE. Uwagi

te jednak w przeważającej mierze zostały zignorowane. Stało się to bezpośrednim impulsem do rozpoczęcia prac nad oceną skutków polityki dekarbonizacji dla Polski w perspektywie roku 2050, ze szczególnym uwzględnieniem sektora elektroenergetycznego.

2. Metodyka i dane do obliczeń

2.1. Metodyka i układ obliczeń

Wykonana analiza ocenia skutki przyjęcia na poziomie unijnym celów głębokiej redukcji emisji CO₂ do roku 2050. Zrealizowane zostało to poprzez przyjęcie w analizach cen uprawnień do emisji CO₂ wyznaczonych w obliczeniach zespołu prof. Caprosa, w ramach projektu Eurelectric-2050, dla scenariusza uzyskania w skali całej UE **75% redukcji emisji CO₂** w stosunku do roku 1990. W scenariuszu tym przewiduje się wzrost cen uprawnień do poziomu **powyżej 100 €/ t w roku 2050**.

Analiza dla Polski została wykonana przy pomocy tego samego zestawu modeli co **Raport 2030** oceniający skutki wdrożenia Pakietu energetyczno – klimatycznego dla Polski. Pełny cykl obliczeń prowadzący do opracowania jednego wariantu rozwojowego obejmuje:

- a) opracowanie scenariusza rozwoju gospodarczego,
- b) opracowanie prognozy popytu na energię finalną i/lub użyteczną,
- c) opracowanie projekcji rozwoju systemu energetycznego przy minimalnych kosztach.

Obliczenia zostały wykonane dla scenariusza pomyślnego rozwoju kraju (średnioroczny wzrost PKB 3,9% i zbliżenie się do średniej unijnej około roku 2050) z uwzględnieniem trzech odmiennych polityk stymulowania poprawy efektywności po stronie odbiorców energii:

- a) Scenariusz **Referencyjny** – zakłada kontynuację obecnej polityki efektywności energetycznej,
- b) Scenariusz **Transportowy** – zakłada wdrożenie polityki zawierającej silne zachęty lub wymuszenia, mające na celu zamianę pojazdów spalinowych elektrycznymi,
- c) Scenariusz **Efektywności** – zawiera dodatkowo silny pakiet zachęt do wdrażania najbardziej energooszczędnych urządzeń u odbiorców energii.

W ramach każdego scenariusza popytowego badane były skutki trzech różnych polityk w stosunku do emisji CO₂:

- a) **Liberalnej** - brak ograniczeń i kosztów emisji CO₂,
- b) **Kontynuacji** obecnej polityki - wdrożenie Pakietu energetyczno - klimatycznego w obecnej postaci,
- c) **Dekarbonizacji** – zakładającej uzyskanie w UE 75% redukcji emisji CO₂ do 2050 r.

Oprócz wymienionych trzech sytuacji rozwojowych, które zakładają przyjęcie obecnego celu wymuszającego uzyskanie 15% udziału energii z OZE (odnawialne źródła energii) w zużyciu finalnym, dokonano także obliczeń dla wariantu polityki bez wymuszeń rozwoju energetyki odnawialnej. Ten wariant traktowany jest jako porównawczy i służy do oceny kosztów wprowadzenia w Polsce aktualnych unijnych celów w zakresie OZE w ramach każdego z rozpatrywanych scenariuszy popytowych. Łącznie, w ramach analiz wykonano przeliczenia dla dwunastu wariantów obliczeniowych.

Tablica 1. Układ analizowanych wariantów obliczeniowych

Scenariusze popytowe energii	Polityka klimatyczna (restrykcje odnośnie CO ₂)			
	Liberalna		Kontynuacji	Dekarbonizacji
	bez wymusz. OZE	z wymuszonym udziałem OZE w zużyciu finalnym		
Referencyjny	Ref_lib (-)	Ref_lib	Ref_kont	Ref_dek
Transportowy	Trel_lib (-)	Trel_lib	Trel_kont	Trel_dek
Efektywności	Efekt_lib (-)	Efekt_lib	Efekt_kont	Efekt_dek

Przedstawiony zestaw wariantów obliczeniowych pozwala na wyznaczenie kosztów polityki dekarbonizacji zarówno w odniesieniu do aktualnej polityki, jak też pokazanie całkowitych jej kosztów poprzez porównanie z wynikami dla wariantu o zerowych kosztach emisji CO₂, a także dla wariantu bez wymuszeń produkcji energii z OZE.

2.2. Główne dane i założenia liczbowe

Przeprowadzone analizy polegają na wykonaniu i porównaniu optymalnych kierunków rozwoju systemu energetycznego dla różnych wariantów polityki energetycznej i klimatycznej. Poniżej, w syntetycznej formie przedstawiono główne założenia przyjęte do modelowych analiz rozwoju źródeł wytwarzania, ze szczególnym uwzględnieniem różnic pomiędzy poszczególnymi wariantami rozwojowymi.

Tablica 2. Syntetyczny opis głównych założeń przyjętych do wariantowych analiz rozwoju systemu energetycznego kraju do roku 2050

Element scenariusza	Opis założeń (w tym opis założeń wariantowych)
A. Wielkości ramowe	
Parametry obliczeniowe	<ul style="list-style-type: none"> ⇒ stopa dyskontowa: 10% ⇒ lata obliczeniowe: 2005, 2010, 2015, 2020, 2025, 2030, 2040, 2050 ⇒ jedn. pieniężna: zł'2005 (zł o sile nabywczej z 2005 r.) 1\$ = 3,24 zł; 1 euro = 4,05 zł (waluty o sile nabywczej z 2005 r.)

Element scenariusza	Opis założeń (w tym opis założeń wariantowych)		
B. Rozwój gospodarczy i popyt na energię			
Rozwój gospodarczy	Wzrost PKB średnio o 3,9% rocznie w okresie 2006-2050. Do roku 2030 średnio 4,5% (w późniejszym okresie 3,2%)		
Popyt finalny na energię elektryczną	Referencyjny	Transportowy	Efektywny
	Wzrost z poziomu 105 TWh w 2005 r. do 157 TWh w roku 2030 i 203 TWh w roku 2050 (średnio w okresie 2005-2050 o 1,5% rocznie)	Wzrost z poziomu 105 TWh w 2005 r. do 161 TWh w roku 2030 i 241 TWh w roku 2050 (średniorocznie w okresie 2005-2050 o 1,9% rocznie)	Wzrost z poziomu 105 TWh w 2005 r. do 152 TWh w roku 2030 i 217 TWh w roku 2050 (średniorocznie w okresie 2005-2050 o 1,6% rocznie)
C. Warunki dostaw paliw			
Ceny paliw z importu	<p>Umiarkowanie rosnące ceny paliw na rynku światowym, wzrost cen ropy w imporcie do UE z 75 \$/bbl w 2007 - do prawie 90 \$/bbl w 2020, 110 \$/bbl w 2030 i 142 \$/bbl w 2050. Import ropy do Polski jest ok. 5% tańszy.</p> <p>Średnioroczny wzrost cen paliw importowych do Polski w okresie 2005 – 2050:</p> <p style="text-align: center;">ropa naftowa - 2,5%, gaz ziemny - 3,2%, węgiel kamienny - 1,7% uran - 2,1%</p>		
Ceny węgla kamiennego z dostaw krajowych	Stopniowe dochodzenie do cen wg parytetu importowego w latach 2010 – 2020 oraz ceny wg parytetu importowego po 2020		
Ceny węgla brunatnego z kopalni krajowych	Jeden scenariusz opracowany na bazie danych dot. kosztów i nakładów inwestycyjnych zebranych w ramach prac nad Raportem 2030.		
Dostępność gazu ziemnego z importu	<p>Założono umiarkowane możliwości zwiększenia importu gazu:</p> <p>i) rozbudowę terminala LNG i wzrost importu z tego kierunku do 5 mld m³/a w 2030 r. i 10 mld m³/a w 2050,</p> <p>ii) silniejsze powiązanie z systemem UE (do 3 mld m³/a w 2030 oraz 5 mld m³/a w 2050),</p> <p>iii) zachowanie stabilnego importu z Rosji ok. 9-10 mld m³/a</p> <p>Łączne zdolności importowe: 10 mld m³/a w 2010, 17 mld m³/a w 2030 oraz 24 mld m³/a w 2050r.</p>		
Dostępność węgla kamiennego	Wariant - zgodnie z prognozą z Raportu 2030 przyjętą na podst. danych pozyskanych z GIG. W latach 2031-2050 maksymalne zdolności na poziomie 70-80 mln t/a (ok. 1700 PJ)		
Dostępność węgla brunatnego	<p>Zgodnie z „Polityką energetyczną do roku 2030” – z nowych odkrywek tylko złoża Gubin (ok. 10 mln t/a).</p> <p>Od roku 2030 uwzględniono możliwość eksploatacji złoża Złoczew (ok. 10 mln t/a) i Legnica ok. 15 mln t/a w 2040 i ok. 17 mln t/a - od 2050 r. (połowa przewidywanej maksymalnej zdolności wydobywczej).</p>		

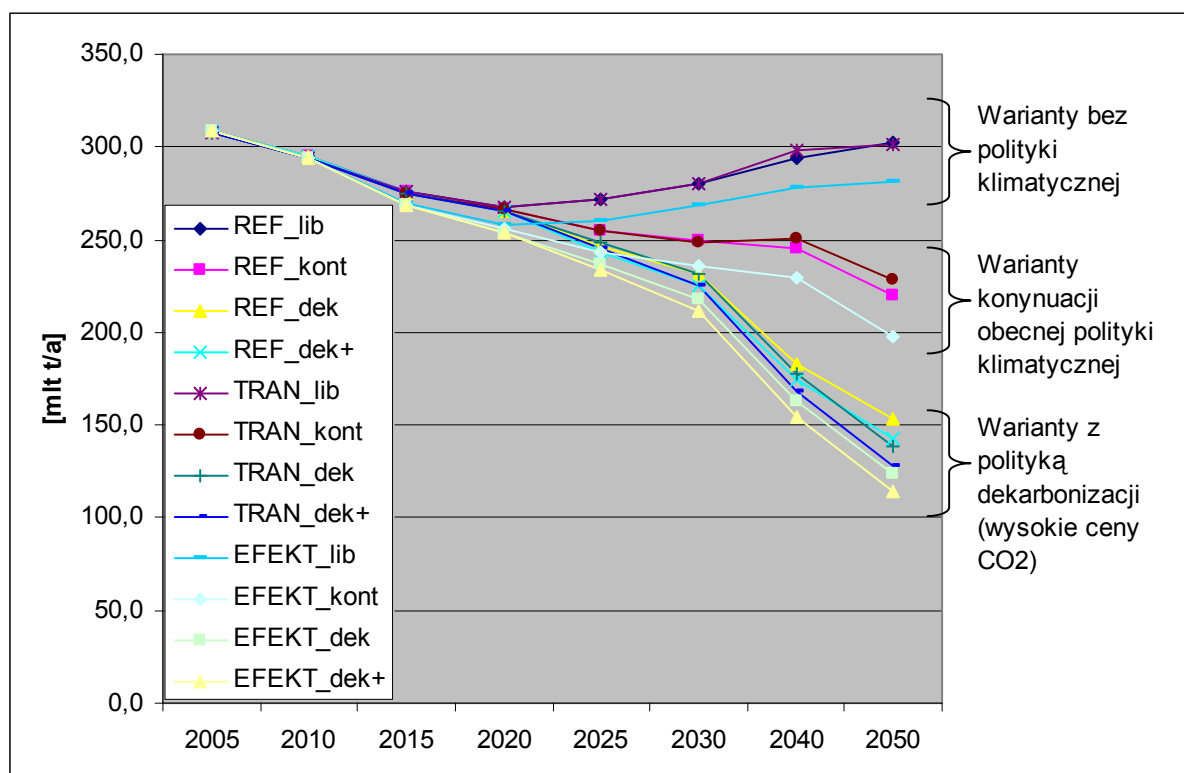
Element scenariusza	Opis założeń (w tym opis założeń wariantowych)		
C. Wymagania unijnej polityki energetycznej, klimatycznej i ekologicznej			
Ceny uprawnień emisyjnych w systemie EU ETS	Polityka Liberalna	Polityka Kontynuacji	Polityka Dekarbonizacji
	Zerowe ceny uprawnień w całym okresie do 2050 r.	Ceny uprawnień w systemie EU ETS: <ul style="list-style-type: none"> • 13,5 €/t w 2010 • 20,0 €/t w 2020 • 30,0 €/t w 2030 • 36,8 €/t w 2040 • 43,5 €/t w 2050 <i>Ceny w euro'2008</i>	Ceny uprawnień dla wszystkich emitorów: <ul style="list-style-type: none"> • 13,5 €/t w 2010 • 21,3 €/t w 2020 • 40,1 €/t w 2030 • 63,7 €/t w 2040 • 101 €/t w 2050 <i>Ceny w euro'2008</i>
Rozwój kogeneracji	Stymulacja wyłącznie pośrednia, poprzez ceny uprawnień do emisji CO ₂ . Założony rosnący maksymalny potencjał produkcji w kogeneracji - do poziomu 80-90% produkcji ciepła scentralizowanego w roku 2030. W wariantach podstawowych przyjmowano zerową cenę certyfikatów kogeneracyjnych.		
Rozwój produkcji biopaliw	Bez wymuszenia OZE Bez wymuszeń produkcji biopaliw	Warianty z obecnymi celami w zakresie OZE Zgodnie z wymaganiami projektu dyrektywy RES (10% od roku 2020)	
Rozwój produkcji energii z OZE	Bez wymuszenia OZE Bez wymuszeń produkcji energii elektrycznej lub ciepła w całym okresie	Warianty z obecnymi celami w zakresie OZE Zgodnie z wymaganiami projektu dyrektywy RES (15% w roku 2020, z uwzględnieniem biogazu) Po roku 2020 utrzymano minimalny udział energii z OZE na poziomie 15% zużycia finalnego, wzrost ponad ten poziom może być dokonany na zasadach rynkowych.	
Limity emisji SO₂ i NO_x dla źródeł LCP w TA	Traktowane jako nieobowiązkowe		
Standardy emisji gazów konwencjonalnych	<ul style="list-style-type: none"> ⇒ zgodnie z aktualną dyrektywą LCP wraz z derogacjami ⇒ zaostrzenie wymagań odnośnie NO_x od 2016 r. ⇒ od roku 2020 dla źródeł > 500 MWt normy SO₂, NO_x i pyłu wg projektu dyrektywy o emisjach przemysłowych (IED - Industrial Emission Directive) zastępującej dyrektywy LCP i IPPC 		
D. OGRANICZENIA TECHNICZNE, POLITYCZNE I SPOŁECZNE			
Wymiana zagraniczna energii elektrycznej	Zrównoważone saldo wymiany energii elektrycznej		
Polityka ochrony górnictwa krajowego	Brak ochrony produkcji górnictwa krajowego		
Polityka dywersyfikacji dostaw gazu	Dopuszczone dostawy gazu z trzech kierunków zapewniających realną dywersyfikację dostaw		
Rozwój energetyki jądrowej	Dopuszczony rozwój energetyki jądrowej w skali takiej jak w „Polityce energetycznej Polski do roku 2030” (łącznie do 4500 MW netto do roku 2030, pierwszy blok powstaje ok. 2020 r., ale produkcja rozpoczyna się po roku 2020). Po roku 2030 założono możliwość budowy nowych bloków o mocy ok. 1500 MW w okresach pięcioletnich (maksymalnie 10500 MW w 2050 r.).		

3. Liczbowa ocena skutków polityki dekarbonizacji dla Polski do roku 2050

3.1. Skutki w skali całego kraju

3.1.1. Emisje dwutlenku węgla

Poziom emisji CO₂ w skali całego kraju zależy zarówno od polityki w zakresie redukcji emisji CO₂, jak i od polityki efektywności (por. rys. 1).

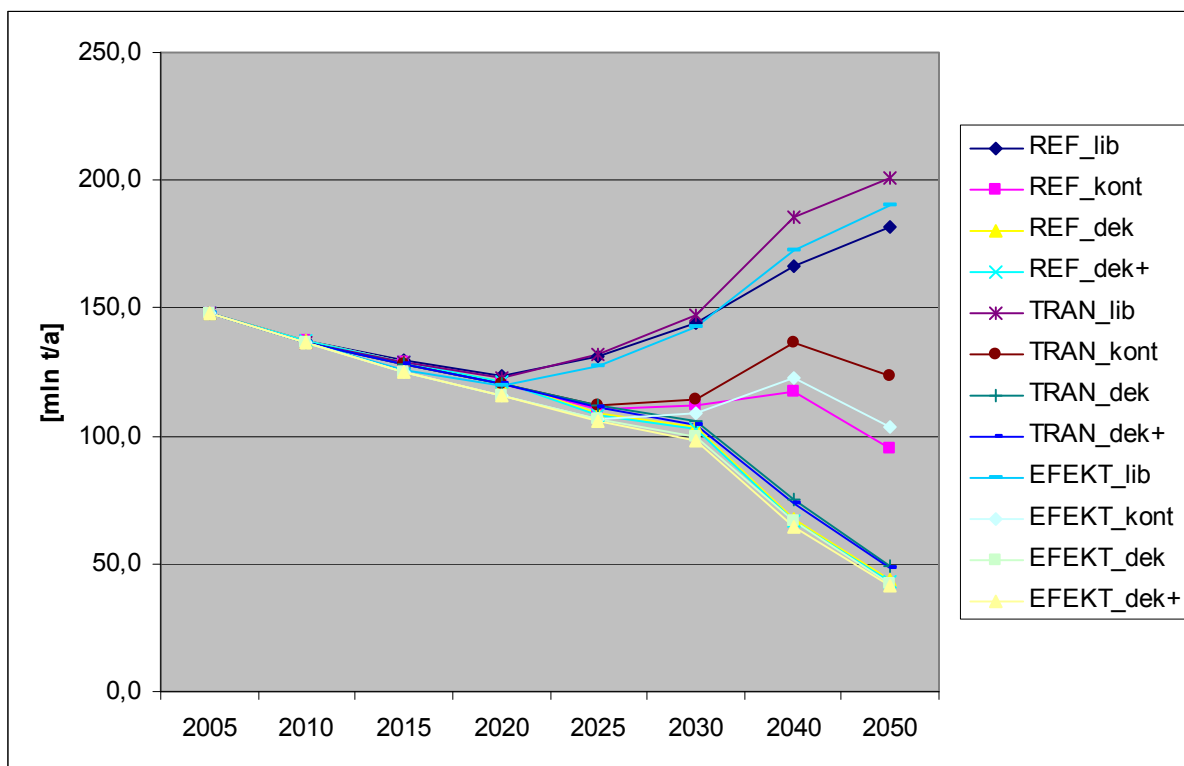


Rys. 1. Łączne emisje CO₂ z energetycznego użytkowania paliw, różne warianty rozwojowe

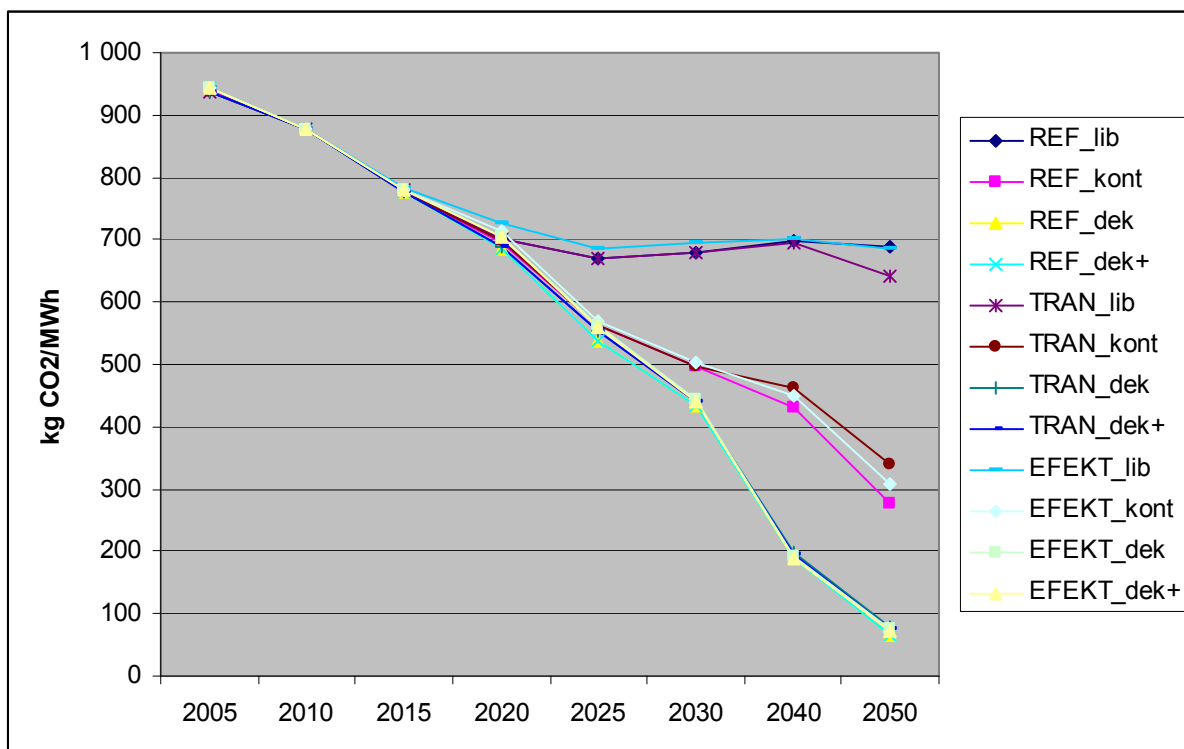
Najniższy poziom emisji odnotowano w wariantcie *EFEKT_dek+* zakładającym połączenie aktywnej polityki poprawy efektywności energetycznej z polityką dekarbonizacji. Znak „+” oznacza, że w wariantcie tym oprócz zmian struktury technologicznej i paliwowej uwzględniono także zmniejszenie zużycia energii w wyniku wysokich cen energii. Uzyskany najniższy poziom emisji CO₂ stanowi 31 % emisji z roku 1990 i 25% emisji z 1988 r.

Na rys. 2 przedstawiono emisje CO₂ z elektroenergetyki zawodowej. Wyniki dla tego sektora pokazują silną wrażliwość emisji od polityki klimatycznej. Możliwy jest zarówno znaczący wzrost emisji jak i jego ponad trzykrotny spadek w wyniku wdrożenia polityki dekarbonizacji.

Wskaźniki emisji CO₂ dla różnych wariantów pokazano na rys. 3. Dla wariantów z polityką dekarbonizacji przyjmują w roku 2050 wartości 60 – 80 kg/MWh.



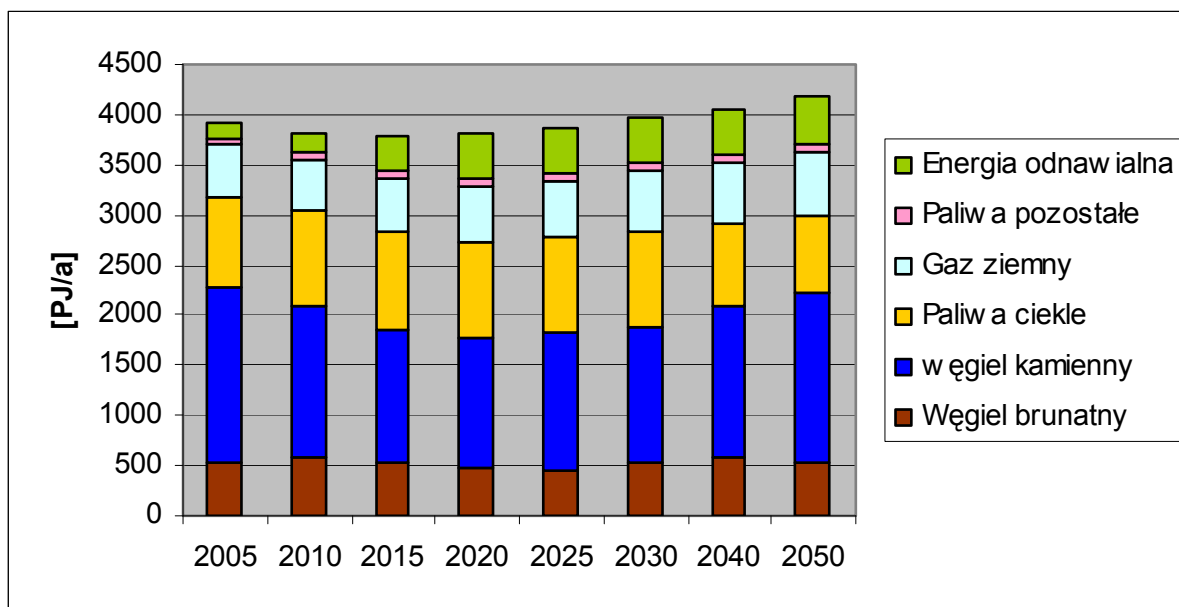
Rys. 2. Emisje CO2 z elektroenergetyki zawodowej (elektrownie i elektrociepłownie)



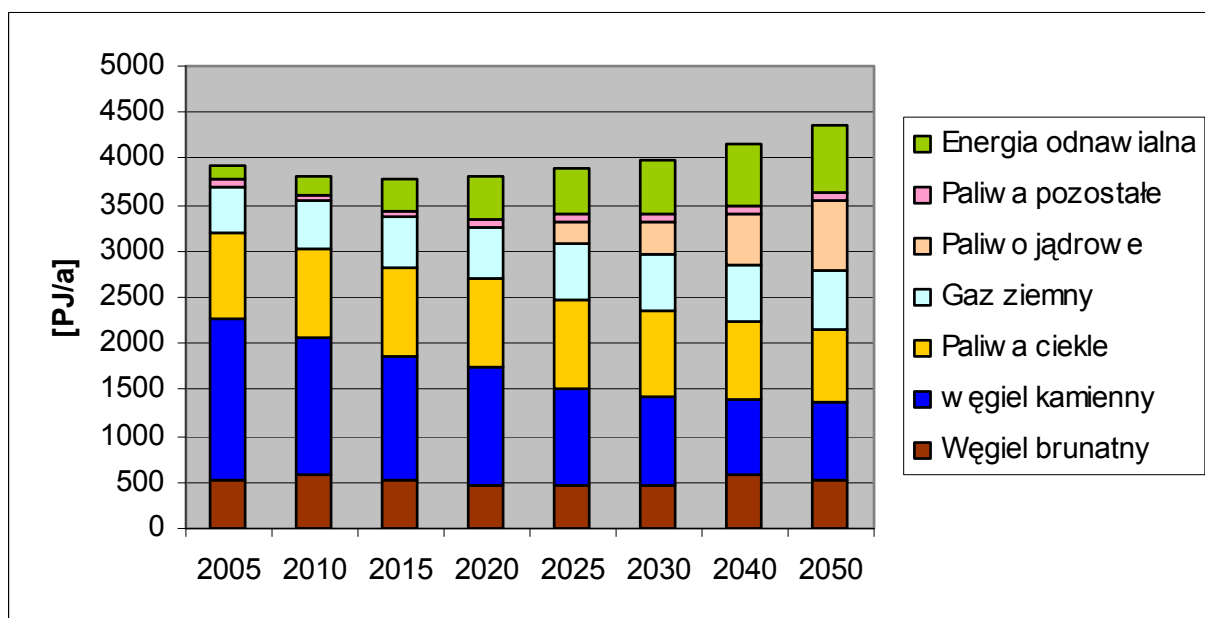
Rys. 3. Wskaźnik jednostkowej emisji CO2 z produkcji energii elektrycznej w grupie elektrowni zawodowych i źródeł OZE

3.1.2. Struktura zużycia energii pierwotnej

Polityka dekarbonizacji prowadzi do znacznej zmiany struktury energii pierwotnej. Te zmiany dobrze ilustrują rys. 4 i rys. 5. W całym okresie analiz poziom zużycia jest na podobnym poziomie, odchylając się najpierw poniżej, a później powyżej poziomu z roku 2005.



Rys. 4. Zużycie energii pierwotnej, wariant **REF_LIB** (Scenariusz **Referencyjny**, polityka klimatyczna **Liberalna** - zerowe ceny uprawnień do emisji CO₂)



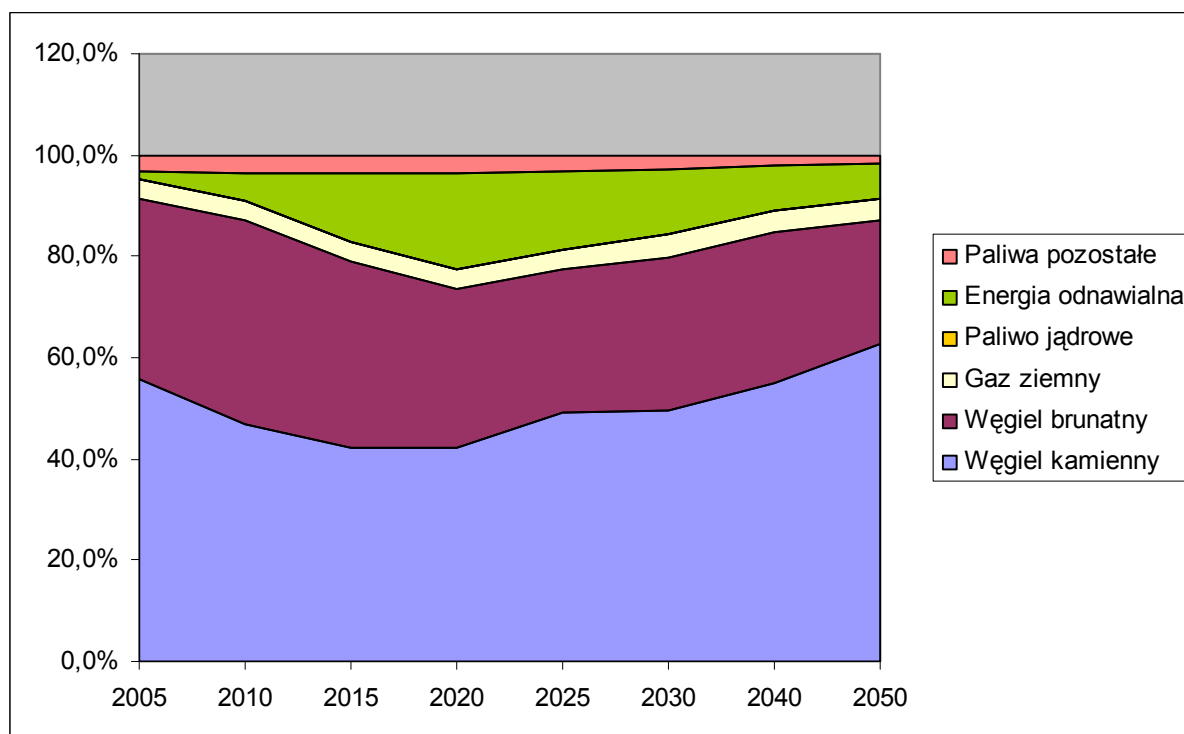
Rys. 5. Zużycie energii pierwotnej, wariant **REF_DEK** (Scenariusz **Referencyjny**, polityka **Dekarbonizacji** – wysokie ceny uprawnień do emisji CO₂)

Bez polityki redukcji emisji CO₂ utrzymuje się struktura paliwowa podobna do obecnej (wg stanu z lat 2005-2010). Wprowadzenie polityki dekarbonizacji powoduje zmniejszenie zużycia paliw węglowych, wzrost zużycia paliwa jądrowego oraz energii odnawialnej. Ze względu na wysokie założone ceny gazu, jego zużycie zwiększa się stosunkowo niewiele. W wariantach z przyspieszoną elektryfikacją transportu występuje wyraźny spadek zużycia paliw ciekłych przy podobnych pozostałych kierunkach zmian struktury paliwowej jak w scenariuszu *Referencyjnym*.

3.2. Skutki w skali sektora elektroenergetycznego

3.2.1. Struktura paliwowa wytwarzania energii elektrycznej

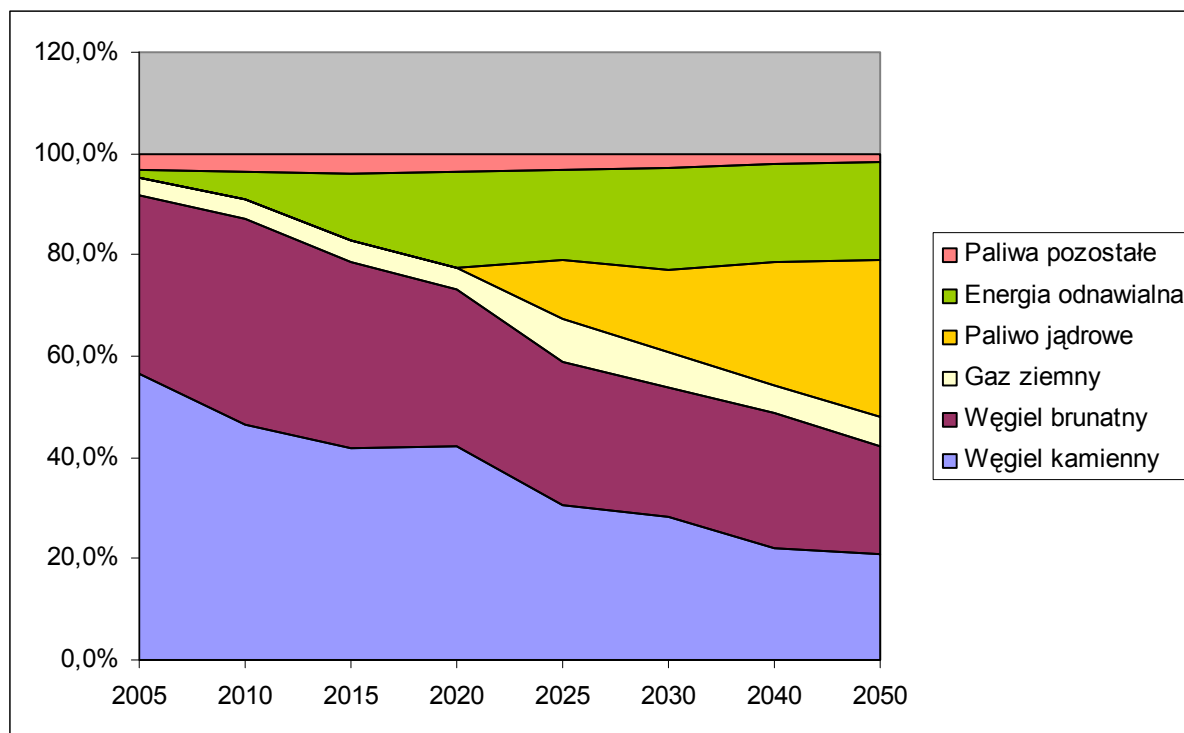
Brak restrykcji na emisje CO₂ przy utrzymaniu wymagań dotyczących rozwoju energetyki odnawialnej prowadzić będzie do wzrostu udziału energii elektrycznej produkowanej z wykorzystaniem źródeł odnawialnych przy spadku udziału paliw węglowych. Po roku 2020 optymalne kosztowo rozwiązanie polegać będzie na stopniowym odbudowaniu dominującej pozycji paliw węglowych w produkcji energii elektrycznej (por. rys. 6)



Rys. 6. Struktura paliwowa produkcji energii elektrycznej, wariant **REF_LIB** (Scenariusz *Referencyjny*, polityka klimatyczna *Liberalna* - zerowe ceny uprawnień do emisji CO₂)

Wprowadzenie polityki dekarbonizacji prowadzić będzie do poważnych zmian struktury paliw wykorzystywanych do produkcji energii elektrycznej (por. rys. 7). W efekcie tych zmian dominującą pozycję uzyska paliwo jądrowe, które wraz z energią odnawialną będzie

odpowiadać za ponad 50% produkcji energii elektrycznej. Udział gazu ziemnego w produkcji energii elektrycznej przy polityce klimatycznej kształtować się będzie w przedziale 5-10%.



Rys. 7. Struktura paliwowa produkcji energii elektrycznej, wariant **REF_DEK** (Scenariusz Referencyjny, polityka Dekarbonizacji – wysokie ceny uprawnień do emisji CO₂)

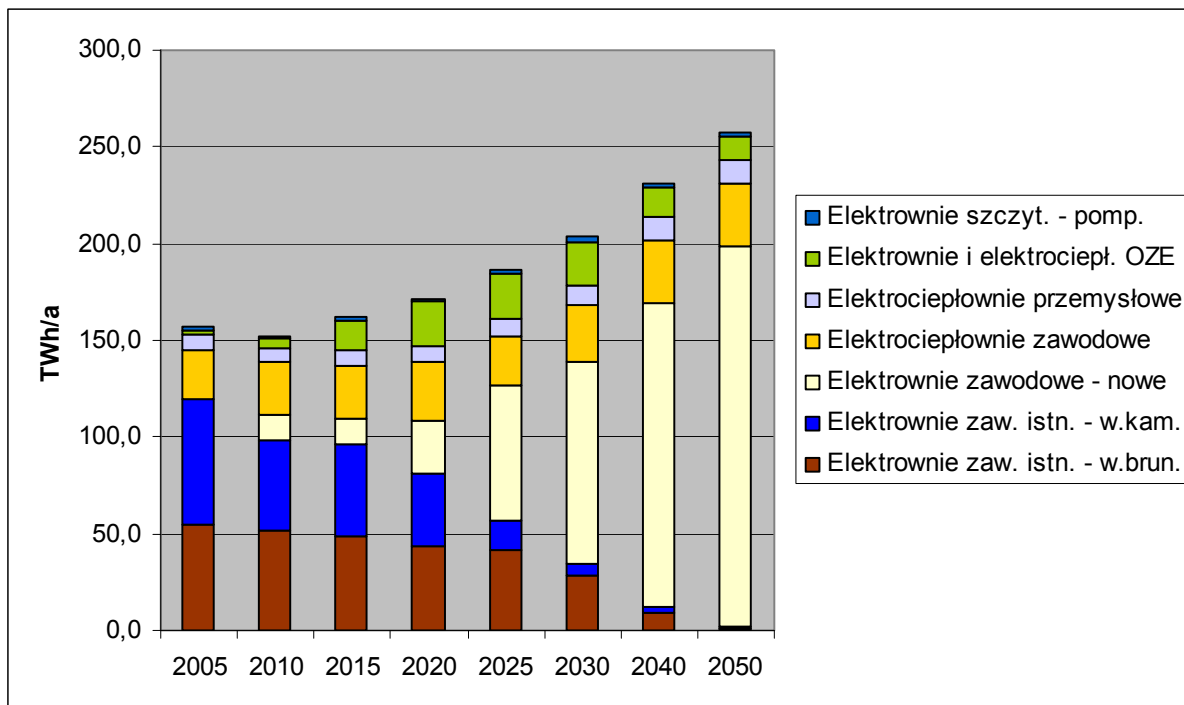
3.2.2. Struktura technologiczna

Wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną oraz konieczność likwidacji starych obiektów wymagać będzie budowy nowych mocy. Na rys. 8 i 9 przedstawiono strukturę produkcji energii elektrycznej w podziale na rodzaje źródeł oraz elektrownie istniejące i nowe. Pod koniec analizowanego okresu praktycznie znikną elektrownie eksploatowane obecnie. Tempo wymiany istniejących źródeł przez nowe jednostki jest podobne, niezależnie od scenariusza popytowego i polityki klimatycznej (por. rys. 8 i 9).

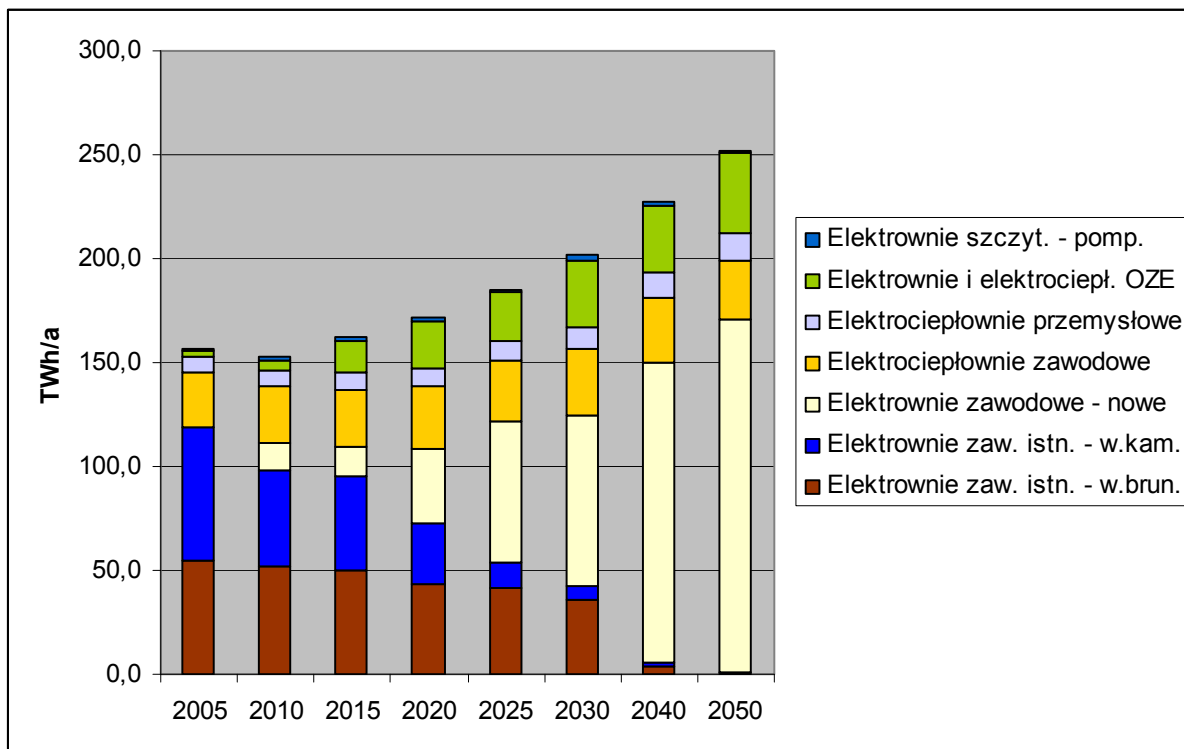
Na kolejnych dwóch rysunkach przedstawiono strukturę mocy w elektrowniach zawodowych wraz z elektrowniami OZE. Ukazują one różnice w strukturze mocy elektrycznych pomiędzy wariantem z polityką dekarbonizacji i wariantem bez polityki redukcji CO₂. Przy zerowych cenach uprawnień emisyjnych zmiany struktury mocy będą niewielkie. W okolicach roku 2020 nastąpi silny wzrost mocy elektrycznych w źródłach OZE, a pod koniec okresu zauważalny będzie wzrost mocy w elektrowniach gazowych (por. rys. 10). Elektrownie węglowe wykorzystywać będą głównie kotły pyłowe i technologie nadkrytyczne.

Polityka dekarbonizacji spowoduje utrzymanie wysokiego poziomu mocy w źródłach OZE w całym okresie oraz uczyni opłacalnym rozwój energetyki jądrowej (por. rys. 11). Spadnie natomiast poziom mocy w elektrowniach węglowych, których znaczna część będzie

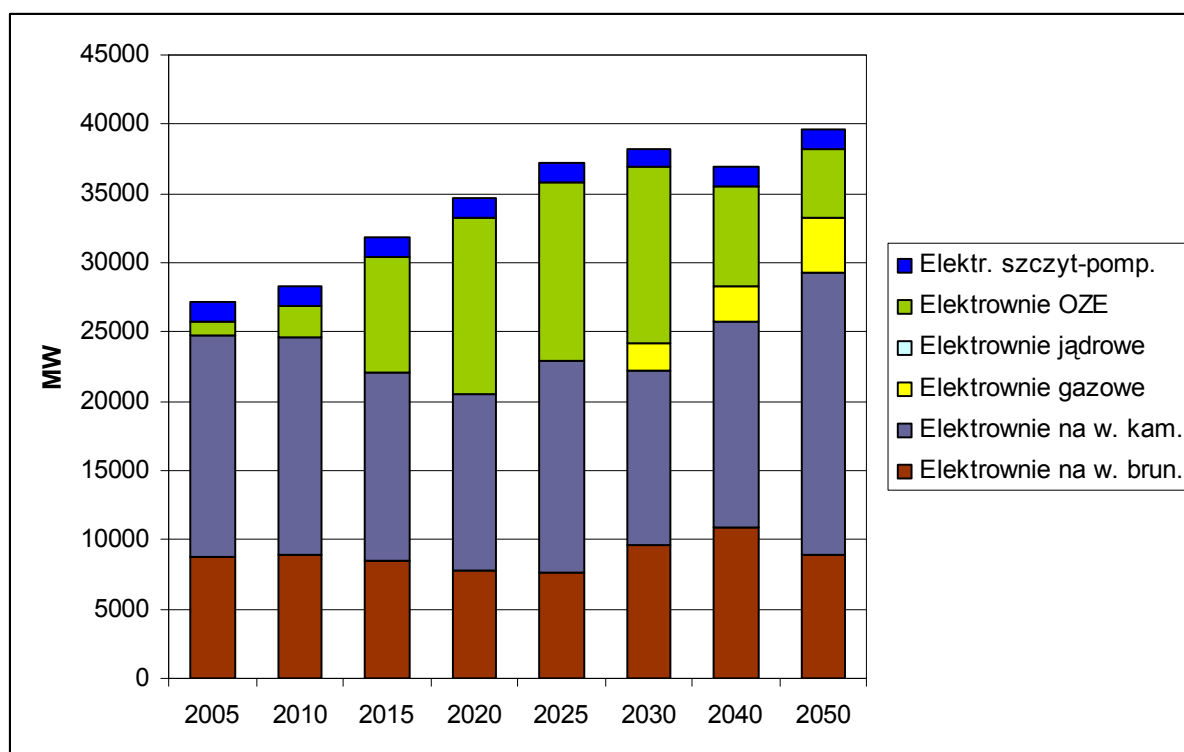
wyposażona w instalacje wychwytu i składowania CO₂ tworzone na bazie technologii ze zgazowaniem węgla.



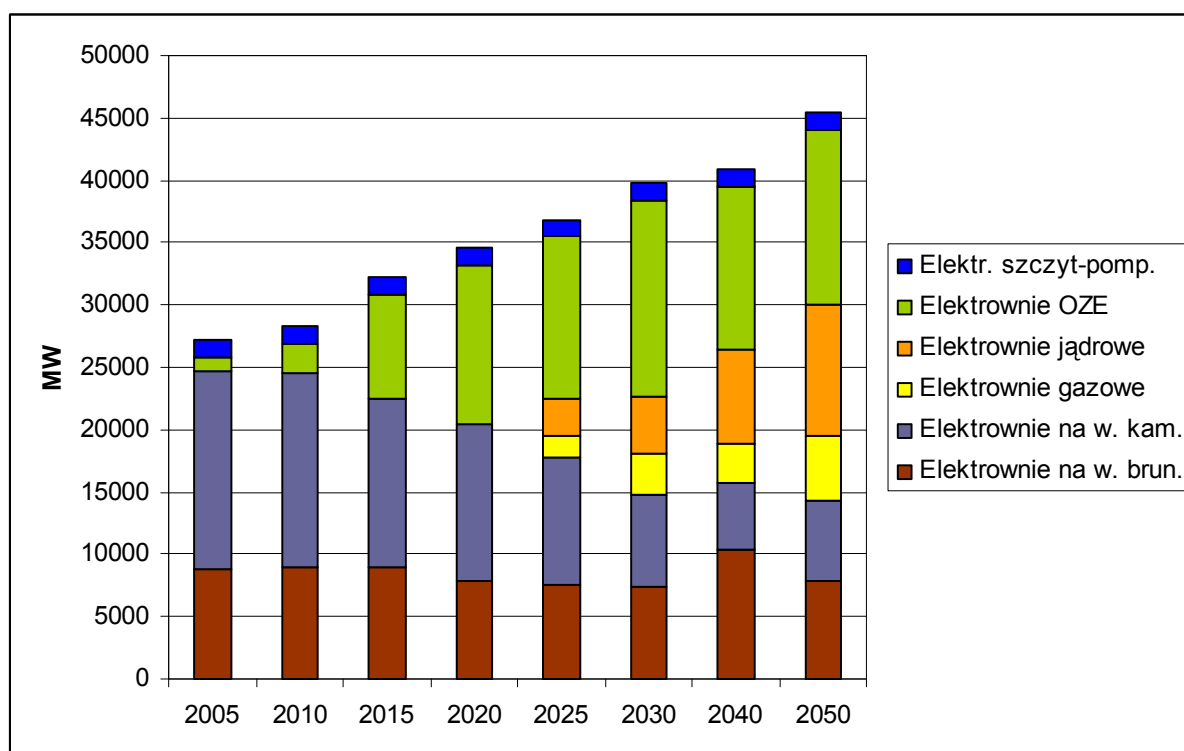
Rys. 8. Produkcja energii elektrycznej wg rodzaju producenta, wariant **REF_LIB**



Rys. 9. Produkcja energii elektrycznej wg rodzaju producenta, wariant **REF_DEK**



Rys. 10. Moce wytwórcze w elektrowniach ciepłych zawodowych (bez EC) oraz w źródłach OZE, wariant **REF_LIB**



Rys. 11. Moce wytwórcze w elektrowniach ciepłych zawodowych (bez EC) oraz w źródłach OZE, wariant **REF_DEK**

3.2.3. Wychwył i składowanie CO₂

Przy kontynuacji obecnej polityki klimatycznej technologie CCS stają się opłacalne dopiero pod koniec badanego okresu, a elektrownie wyposażone w te technologie osiągają poziom 1200 – 1500 MW. Wprowadzenie polityki dekarbonizacji i cen uprawnień do emisji CO₂ powyżej 100 €/t diametralnie zwiększa ekonomicznie uzasadnioną skalę rozwoju tych technologii, co pokazują wartości z tabl. 3.

Tablica 3. Moce zainstalowane elektrowni i elektrociepłowni wyposażonych w instalacje CCS w wariantach rozwojowych z polityką dekarbonizacji [MW]

Rodzaj obiektu	Rodzaj technologii	Zainstalowane moce elektryczne			
		2025	2030	2040	2050
Scenariusz Referencyjny, polityka Dekarbonizacji (REF_dek)					
Elektrownie na węgiel brunatny	Bloki ze zgazowaniem węgla z instal. CCS	0	689	6870	7146
Elektrownie na węgiel kam.	Bloki ze zgazowaniem węgla z instal. CCS	0	0	0	4541
EC na węgiel kamienny	Bloki ciepłownicze z instalacją CCS	0	0	0	472
RAZEM		0	689	6870	12159
Scenariusz Efektywny, polityka Dekarbonizacji (EFEKT_dek)					
Elektrownie na węgiel brunatny	Bloki ze zgazowaniem węgla z instal. CCS	0	689	6970	7146
Elektrownie na węgiel kam.	Bloki ze zgazowaniem węgla z instal. CCS	0	0	1344	7501
EC na węgiel kamienny	Bloki ciepłownicze z instalacją CCS	0	0	0	374
RAZEM		0	689	8314	15021
Scenariusz Transportowy, polityka Dekarbonizacji (TRAN_dek)					
Elektrownie na węgiel brunatny	Bloki ze zgazowaniem węgla z instal. CCS	0	689	6894	7146
Elektrownie na węgiel kam.	Bloki ze zgazowaniem węgla z instal. CCS	0	0	2648	10684
EC na węgiel kamienny	Bloki ciepłownicze z instalacją CCS	0	0	0	629
RAZEM		0	689	9542	18459

W roku 2050 obiekty wyposażone w instalacje CCS osiągają poziom mocy 12 000 – 18500 MW, z czego 300 – 650 MW mocy elektrycznych w elektrociepłowniach. Jest to poziom odpowiadający ok. 50-75% mocy elektrycznych istniejących elektrowni węglowych w Polsce.

W tabl. 4 przedstawiono podstawowe wartości charakteryzujące źródła wyposażone w instalacje CCS dla scenariusza Referencyjnego. Ilości wychwyconego dwutlenku węgla w przedstawionym wariantcie rozwojowym sięgają **66 mln t rocznie** w roku 2050. Takie ilości muszą być transportowane do miejsc składowania i zatłaczane pod ziemię. W okresie 30 lat eksploatacji takich elektrowni pod ziemię zostanie zmagazynowane ok. **2 mld ton dwutlenku węgla**.

Tablica 4. Wielkości charakteryzujące elektrownie i elektrociepłownie z instalacjami CCS oraz efekty energetyczne i , scenariusz *Referencyjny*, polityka *Dekarbonizacji*

Parametr	Jedn.	2025	2030	2040	2050
Moc elektryczna	MW	0	689	6870	12159
Produkcja energii elektrycznej	TWh/a	0,0	4,8	48,1	76,8
Zużycie paliw ^{1/}	mln t/a	0,0	2,2	22,3	35,5
Wychwycony CO2	mln t/a	0,0	4,1	41,4	65,9
Wzrost zużycia paliw ze względu na CCS ^{1/}	mln t/a	0,0	0,4	3,9	6,6

^{1/} w przeliczeniu na węgiel kamienny o wartości opałowej 22 kJ/kg

W pozostałych dwóch scenariuszach, ze względu na wyższe niż w scenariuszu *Referencyjnym* moce elektryczne obiektów wyposażonych w instalacje CCS (por. tabl. 3), ilości wychwyconego dwutlenku węgla będą także większe. W przypadku scenariusza *Transportowego* strumień wychwytywanego gazu osiągać będzie **100 mln t skroplonego CO2 rocznie**, co przełoży się na **3 mld ton** zatłoczonych pod ziemią w ciągu 30 lat.

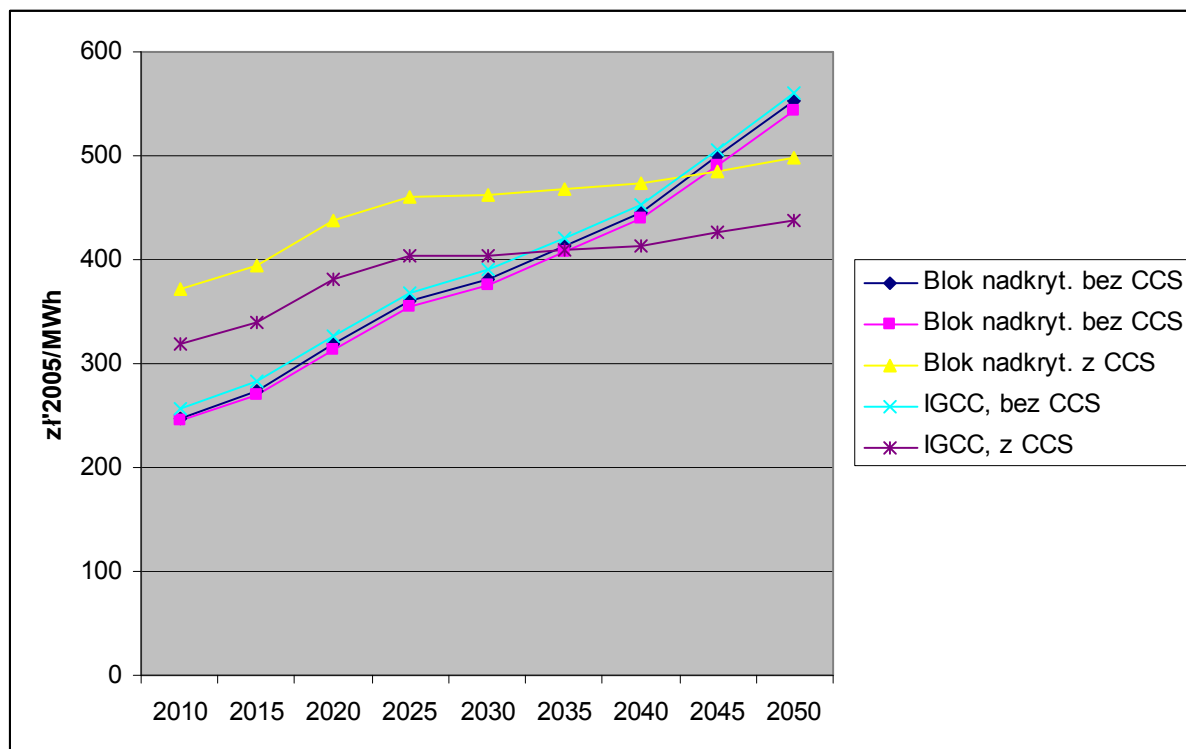
3.3. Zmiany na rynku energii elektrycznej i ciepła

3.3.1. Zmiany konkurencyjności różnych technologii produkcji energii elektrycznej

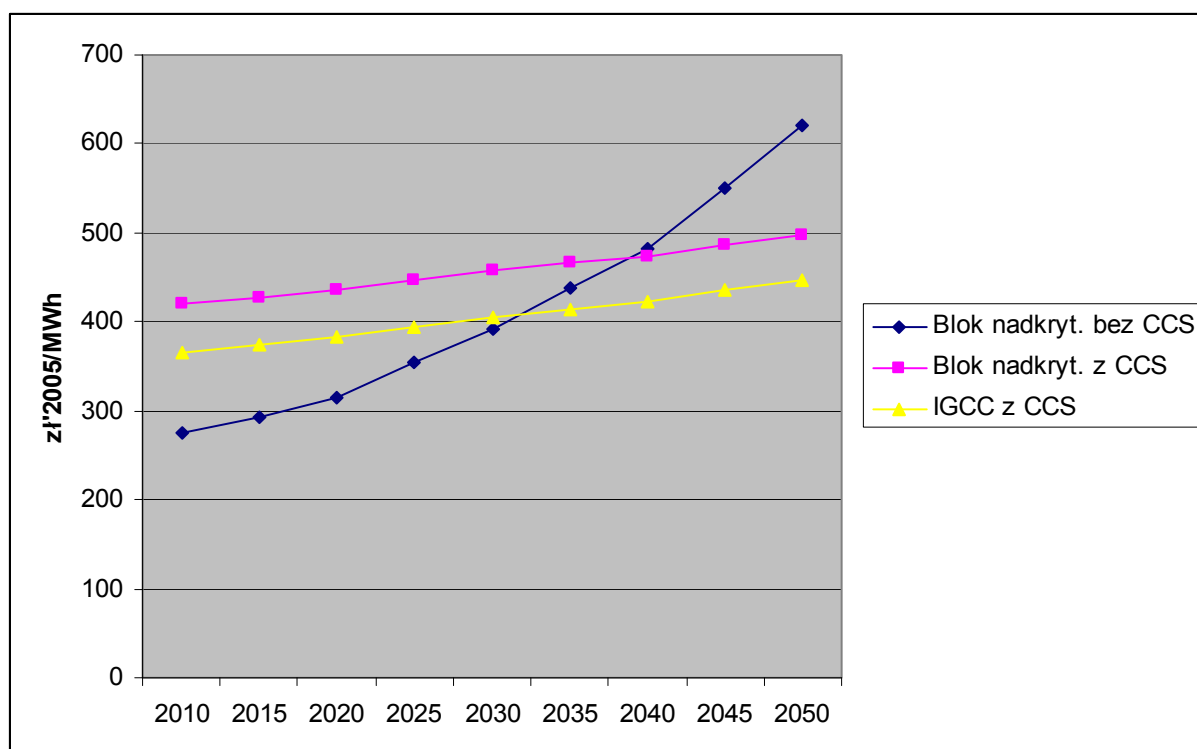
Rosnące ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla obciążają nierównomiernie kosztami różne technologie wytwarzania energii elektrycznej. Również ceny paliw w przyjętej prognozie rosną nierównomiernie – szybciej w przypadku paliw węglowodorowych, a wolniej w przypadku węgla czy paliwa jądrowego. Ceny uprawnień emisyjnych i ceny paliw w połączeniu z rozwojem technologicznym prowadzącym do uzyskiwania coraz lepszych parametrów technicznych są głównymi czynnikami wpływającymi na konkurencyjność poszczególnych technologii.

Na kolejnych rysunkach została przedstawiona analiza trendów zmian kosztów jednostkowych przy szybkim wzroście cen uprawnień emisyjnych, najpierw w trzech grupach paliwowych, a następnie w potencjalnie najbardziej atrakcyjnych kosztowo technologiach użytkujących różne paliwa.

W celu uzyskania możliwości porównania trendów kosztowych w dłuższym okresie, koszty jednostkowe dla elektrowni wyposażonych w instalacje CCS na rys. 12-15 podano dla całego okresu mimo że wg przyjętej specyfikacji technicznej i kosztowej będą one dostępne dopiero po roku 2020 lub 2030.

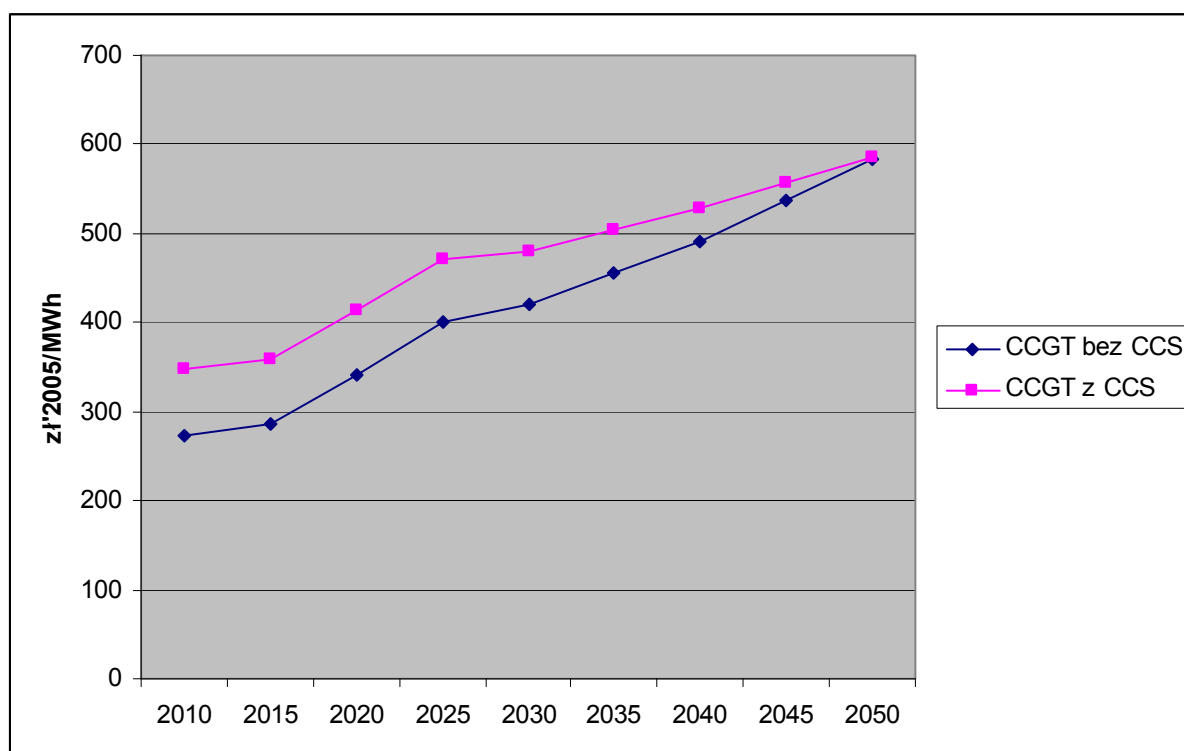


Rys. 12. Jednostkowe koszty wytwarzania w elektrowniach na węgiel kamienny, polityka Dekarbonizacji



Rys. 13. Jednostkowe koszty wytwarzania w elektrowniach na węgiel brunatny, polityka Dekarbonizacji

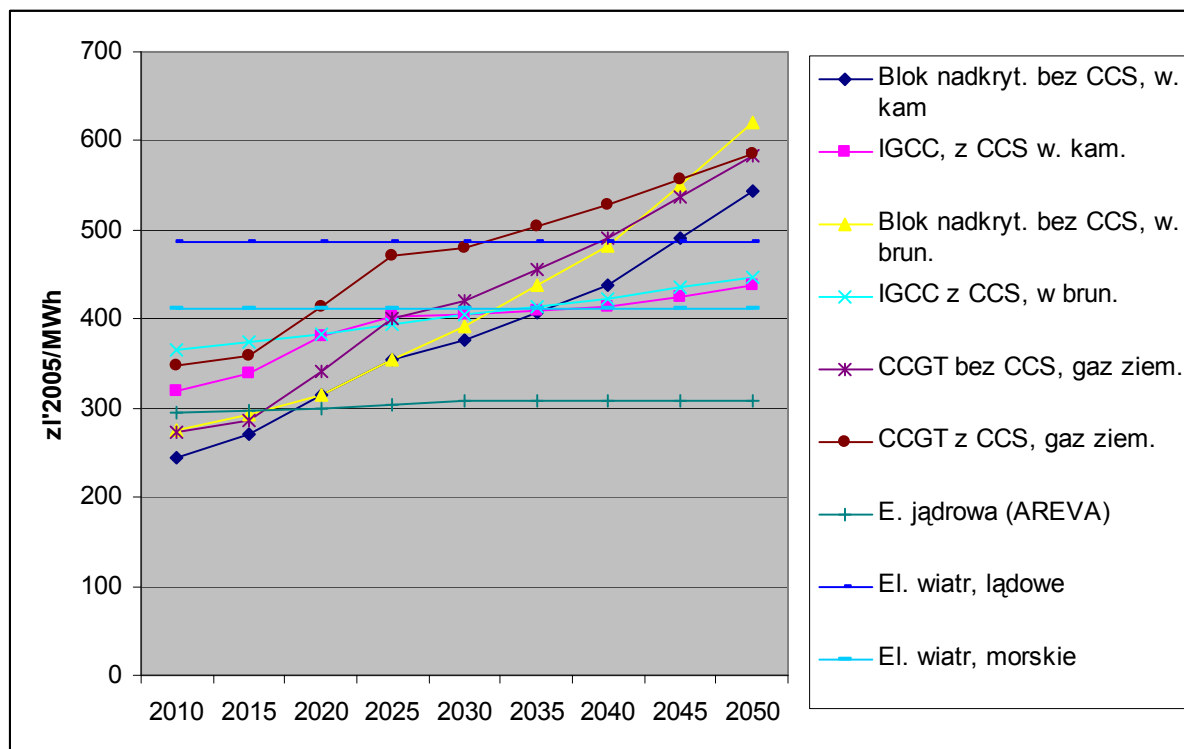
Wykresy dla elektrowni węglowych pokazują, że w wariantach z polityką dekarbonizacji technologie węglowe z instalacjami CCS stają się w latach 2030-2040 bardziej konkurencyjne od technologii bez tego typu instalacji. Oceny wykonane na podstawie charakterystyk opracowanych przez ICHPW wskazują, że w warunkach wysokich cen uprawnień najkorzystniejsze stają się technologie ze zgazowaniem węgla (IGCC) i wychwytem CO₂. Bez instalacji CCS elektrownie ze zgazowaniem charakteryzują się wyższymi kosztami jednostkowymi niż technologie z kotłami na parametry nadkrytyczne. Jednak w przypadku technologii IGCC dostosowanie jej do wychwytu CO₂ jest znacznie mniej kosztowne niż w przypadku technologii konwencjonalnych.



Rys. 14. Jednostkowe koszty wytwarzania w elektrowniach na gaz ziemny, polityka Dekarbonizacji

W elektrowniach gazowych jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej szybko rosną zarówno ze względu na rosnące ceny uprawnień CO₂, jak i ze względu na silny wzrost cen paliw węglowodorowych. Zastosowanie instalacji CCS ogranicza wzrost kosztów z powodu emisji CO₂, jednak powiększa jeszcze zależność od cen paliw, ze względu na niższą sprawność. W efekcie koszty wytwarzania w elektrowni gazowej bez wychwytu oraz z wychwytem CO₂ zrównują się dopiero w roku 2050.

Na rys. 15. przedstawiono koszty jednostkowe dla grupy technologii najbardziej konkurencyjnych w warunkach polityki dekarbonizacji na tle kosztów klasycznych technologii węglowych i gazowych.



Rys. 15. Jednostkowe koszty wytwarzania w różnych elektrowniach, polityka *Dekarbonizacji*

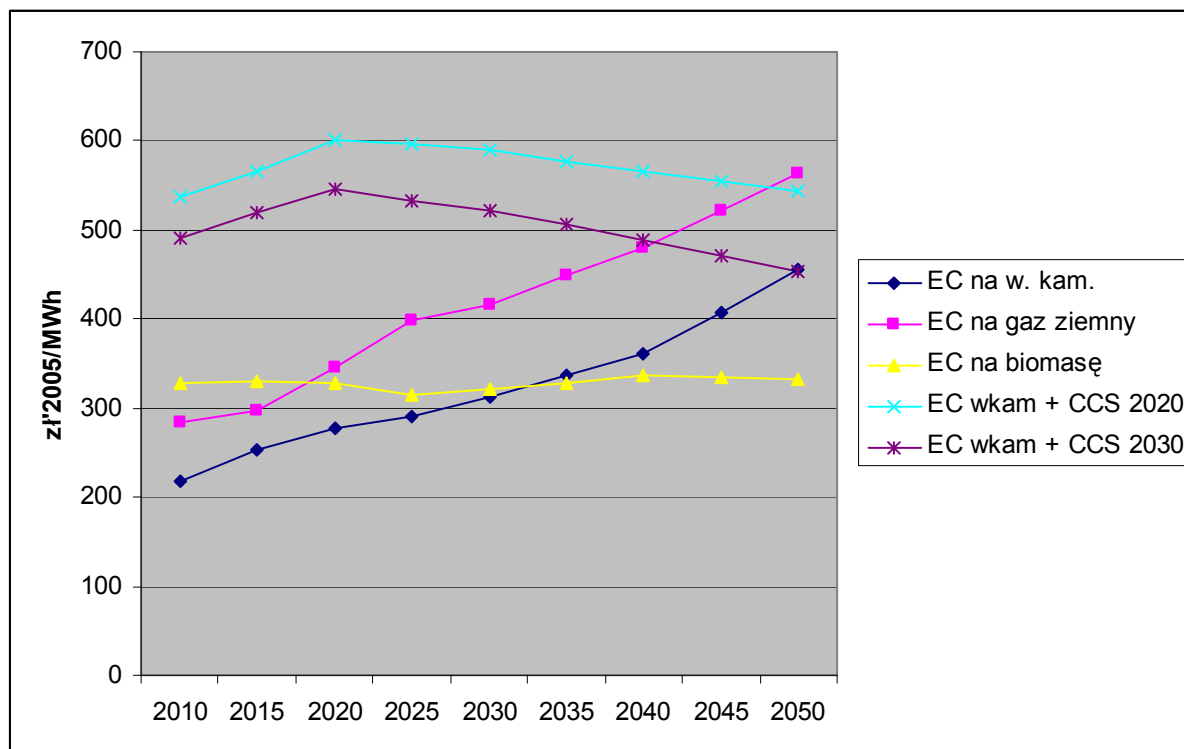
Wyniki te pokazują, że najbardziej stabilne w czasie są koszty wytwarzania w elektrowniach jądrowych, które przy polityce dekarbonizacji są już od roku 2020 najtańsze spośród rozpatrywanych opcji. W kolejnej grupie najbardziej atrakcyjnych technologii znajdują się elektrownie węglowe z instalacjami CCS oraz morskie elektrownie wiatrowe. Przy ocenie tych wyników trzeba zwrócić uwagę na znaczną niepewność dotyczącą parametrów kosztowych elektrowni jądrowych oraz technologii węglowych z CCS.

3.3.2. Efektywność ekonomiczna produkcji energii w kogeneracji (elektrociepłownie)

Na rys. 16. przedstawiono wyniki obliczeń kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrociepłowniach. Koszt wytwarzania energii elektrycznej wyznaczono poprzez pomniejszenie łącznych kosztów wywarzania energii o przychody ze sprzedaży ciepła po cenie rynkowej wyznaczonej w oparciu o koszty alternatywnych sposobów zaspokojenia potrzeb cieplnych.

W celu łatwiejszego porównania trendów koszty jednostkowe dla elektrociepłowni wyposażonych w instalacje CCS podano dla całego okresu mimo że będą one dostępne dopiero od roku 2020 lub od roku 2030 – zgodnie z oznaczeniem na rysunku.

Prawie w całym analizowanym okresie elektrociepłownie gazowe są najdroższe spośród trzech rozpatrywanych opcji bez instalacji CCS. Niższy od technologii węglowych wzrost kosztów emisji CO₂ „nadrabiają” szybszym wzrostem kosztów paliwowych. Po roku 2040 także elektrociepłownie węglowe z CCS stają się tańsze od elektrociepłowni gazowych.



Rys. 16. Jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach, polityka Dekarbonizacji (z uwzględnieniem technologii z CCS dostępnych od roku 2020 i 2030)

W warunkach polityki dekarbonizacji po roku 2030 najbardziej ekonomiczne stają się elektrownie wykorzystujące biomasę, mimo znacznego założonego wzrostu cen tego paliwa. Charakteryzują się one niemal stałym poziomem kosztów wytwarzania energii elektrycznej.

Tablica 5. Relacja jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu (bez CCS) do kosztów produkcji w elektrowni

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
A. Porównanie kosztów EC węglowej w relacji do:									
Elektrowni na w. kam. param nadkryt., bez CCS	86%	90%	85%	78%	79%	78%	78%	78%	79%
Elektrowni na w. kam. param nadkryt. z CCS	68%	74%	73%	72%	77%	82%	87%	96%	104%
B. Porównanie kosztów EC gazowej w relacji do:									
Elektrowni na gaz ziemny, bez CCS	104%	104%	101%	99%	99%	99%	98%	97%	97%
Elektrowni na gaz ziemny z CCS	82%	83%	83%	85%	87%	89%	91%	94%	96%

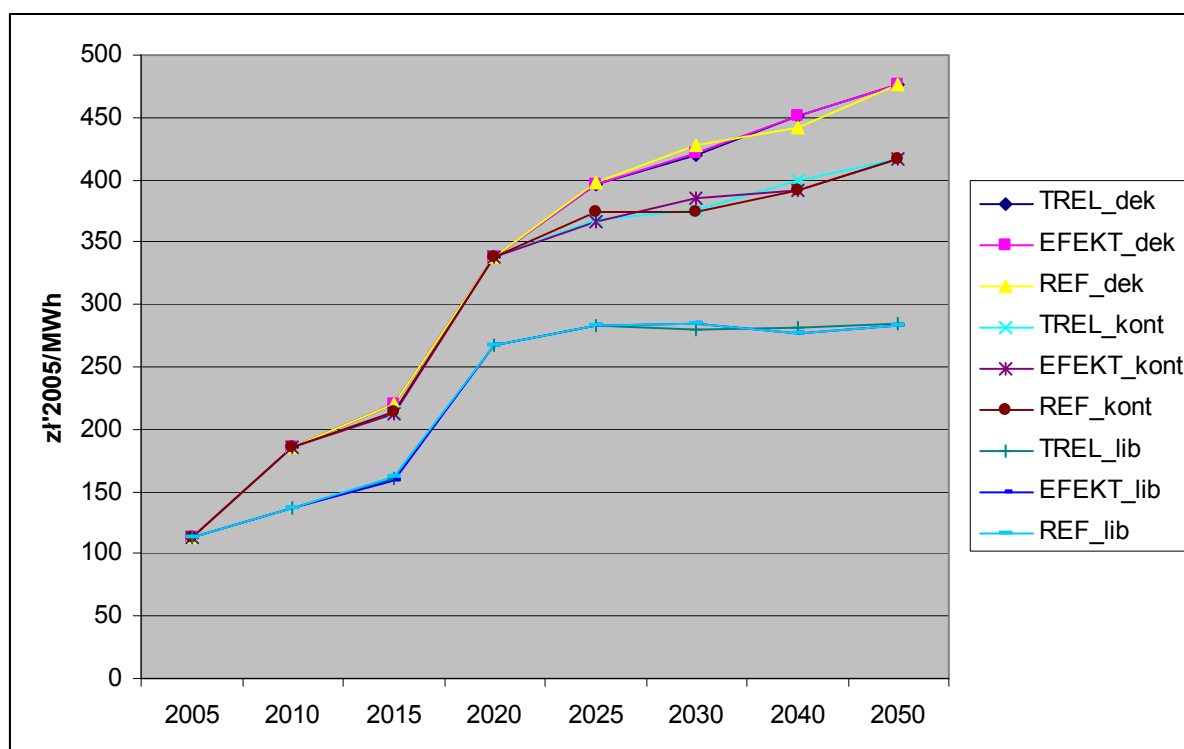
Dane przedstawione w tabl. 5. wskazują, że koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrociepłowni węglowej są niższe od kosztów elektrowni węglowej prawie w całym okresie (do roku 2045). Dopiero w roku 2050 koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowni węglowej z instalacją CCS stają się konkurencyjne do kosztów wytwarzania w elektrociepłowni. Oznacza to, że w warunkach polityki dekarbonizacji i rosnących szybko cen węgłowodorów budowa elektrociepłowni węglowych jest obok elektrociepłowni biomasowych dość bezpiecznym ekonomicznie wyborem.

Gorzej wygląda opłacalność produkcji skojarzonej w oparciu o gaz ziemny. Koszty wytwarzania energii elektrycznej z produkcji skojarzonej są w całym okresie na podobnym poziomie co koszt produkcji w elektrowni gazowej.

Elektrociepłownie węglowe z instalacją CCS stają się opłacalne w stosunku do obiektów bez wychwytu CO₂ dopiero przy cenach uprawnień na poziomie ok. 100 €/t dwutlenku węgla.

3.3.3. Jednostkowe marginalne koszty wytwarzania energii elektrycznej

Wprowadzenie polityki dekarbonizacji spowoduje wzrost cen energii elektrycznej. Na rys. 17 przedstawiono koszty marginalne¹, które determinują poziom cen energii zapewniający zbilansowanie popytu z podażą w warunkach rynkowych.



Rys. 17. Koszty marginalne wytwarzania energii elektrycznej dla różnych wariantów rozwoju (rynek na hurtowym rynku konkurencyjnym – bez OZE), różne warianty rozwojowe

¹ jednostkowy koszt produkcji w najdroższej jednostce produkcyjnej dopinającej bilans podaży z popytem, wyrażony np. w zł/MWh

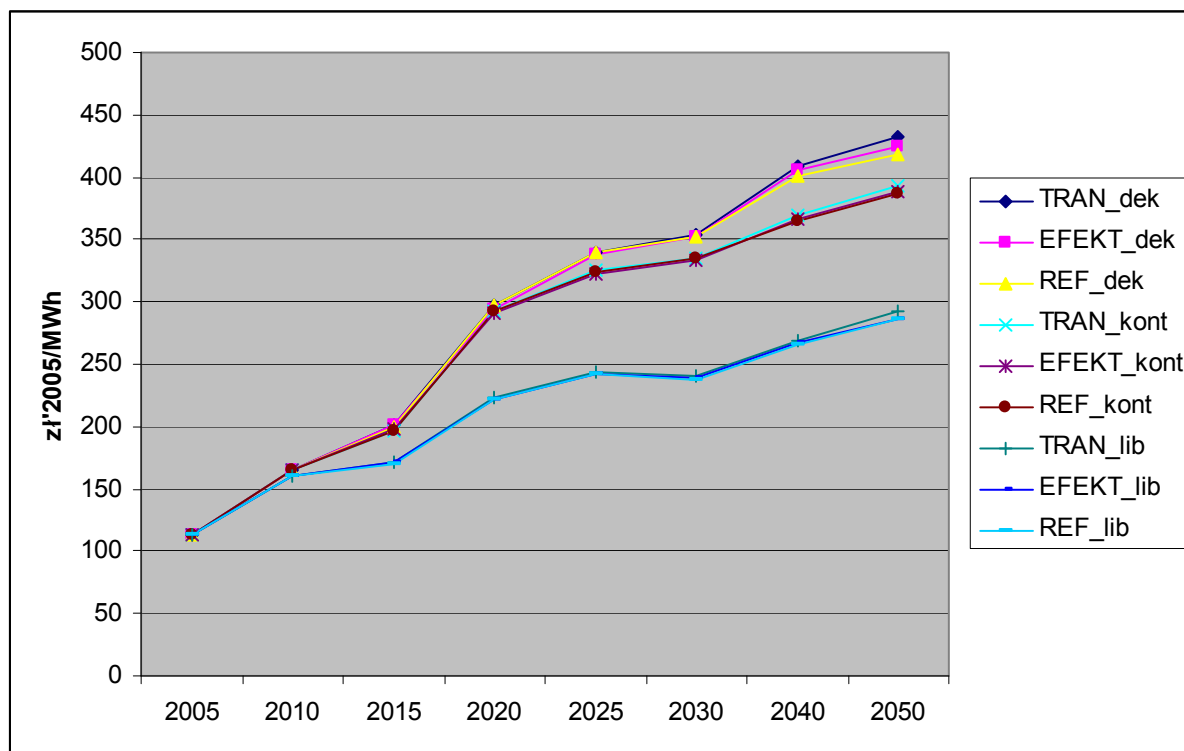
Wzrost cen energii jest przewidywany nawet w wariantach liberalnej polityki klimatycznej – jako skutek oczekiwanego wzrostu cen paliw i konieczności wymiany istniejących elektrowni na nowe. Przy dość wysokim założonym wzroście cen węgla do roku 2025 ceny energii elektrycznej w tych wariantach dochodzą do poziomu ok. **280 zł/MWh** i na tym poziomie stabilizują się.

Wdrożenie polityki dekarbonizacji spowoduje dalszy wzrost cen, które w roku 2020 przekroczą poziom 330 zł/MWh i będą nadal rosły sięgając **480 zł/MWh** w roku 2050.

W efekcie polityki dekarbonizacji ceny energii elektrycznej po roku 2020 będą 3 - 4 krotnie wyższe od cen z roku 2005.

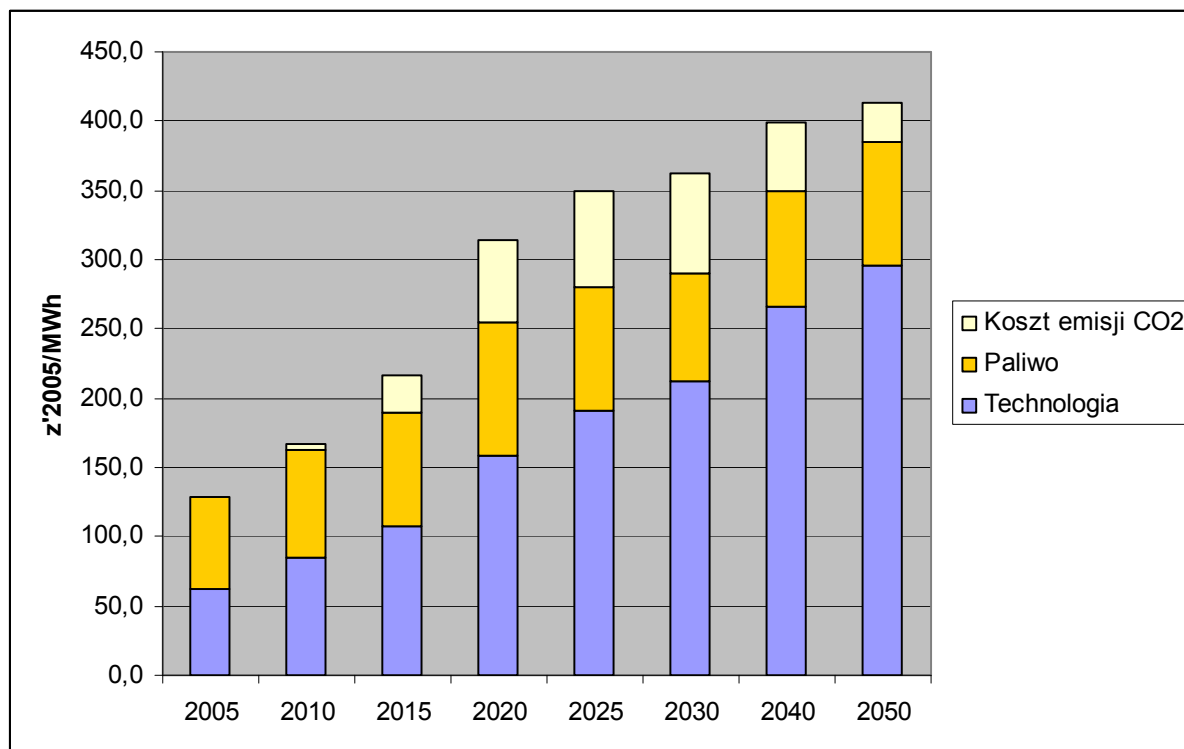
3.3.4. Jednostkowe średnie koszty wytwarzania energii elektrycznej

Koszty średnie zostały wyznaczone dla grupy elektrowni konwencjonalnych i elektrowni OZE jako suma kosztów inwestycyjnych, eksploatacyjnych, paliwowych i kosztów zakupu uprawnień emisyjnych podzielona przez wielkość produkcji energii. Uwzględniają one koszty technologii (koszty inwestycyjne i eksploatacyjne), koszty paliwa oraz koszty zakupu uprawnień do emisji CO₂. Nie obejmują elektrociepłowni, w których koszt produkcji energii elektrycznej zależy od przychodów uzyskiwanych ze sprzedaży ciepła.



Rys. 18. Koszty średnie wytwarzania energii elektrycznej w grupie elektrowni ciepłych

Kształt krzywej kosztów średnich jest podobny do krzywej kosztów marginalnych przy nieco niższym poziomie. Strukturę kosztów średnich w warunkach polityki dekarbonizacji ilustruje rys. 19. na przykładzie scenariusza *Referencyjnego*.



Rys. 19. Struktura kosztów jednostkowych wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach ciepłych i OZE, wariant **REF_DEK** (polityka dekarbonizacji)

Relacja pomiędzy kosztem marginalnym a kosztem średnim pokazuje potencjalną rentowność całego sektora, w sytuacji gdy ceny kształtowane są przez długoterminowe koszty marginalne.

Tablica 6. Relacja kosztów średnich do kosztów marginalnych w elektrowniach ciepłych

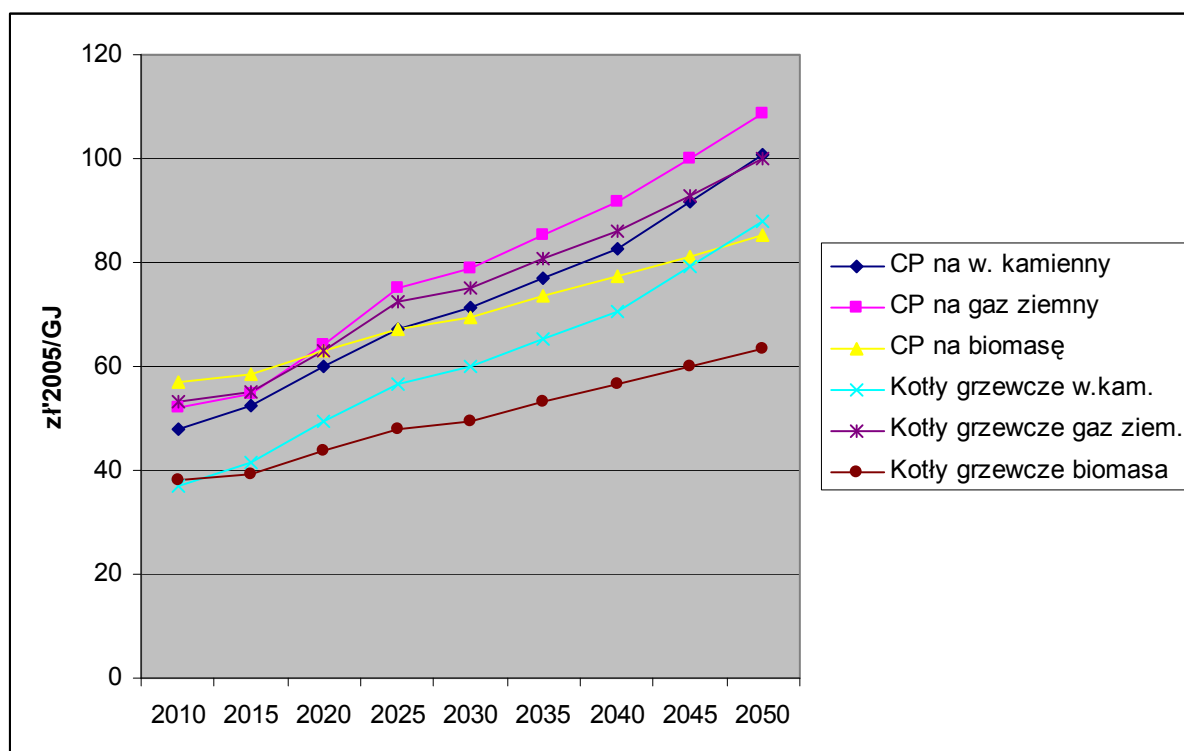
Wariant rozwojowy	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
A. Scenariusz Referencyjny							
REF_lib	116%	105%	83%	86%	83%	96%	101%
REF_kont	89%	92%	87%	87%	89%	93%	93%
REF_dek	89%	91%	88%	85%	82%	91%	88%
B. Scenariusz Transportowy							
TRAN_lib	117%	107%	83%	86%	86%	96%	102%
TRAN_kont	90%	92%	87%	88%	89%	92%	95%
TRAN_dek	90%	91%	88%	86%	84%	91%	91%
B. Scenariusz Efektywny							
EFEKT_lib	117%	107%	83%	86%	84%	96%	101%
EFEKT_kont	89%	93%	86%	88%	87%	93%	93%
EFEKT_dek	89%	92%	87%	85%	84%	90%	89%

Wyższy poziom kosztów średnich w wariantach z liberalną polityką klimatyczną w latach 2010 i 2015 oznacza, że koszty marginalne w tym okresie są kosztami krótko, a nie długoterminowymi. Jest to wynikiem braku w tym czasie zapotrzebowania na nowe moce poza obiektami będącymi już w realizacji.

Biorąc pod uwagę potencjalną rentowność sektora mierzoną różnicą pomiędzy kosztami marginalnymi a średnimi można stwierdzić, że warianty z polityką klimatyczną dają większe możliwości uzyskania wyższej rentowności niż warianty bez polityki klimatycznej. Pod tym względem najkorzystniejszy jest okres 2020 – 2030 gdzie występuje kilkunastoprocentowa różnica pomiędzy kosztami marginalnymi a kosztami średnimi.

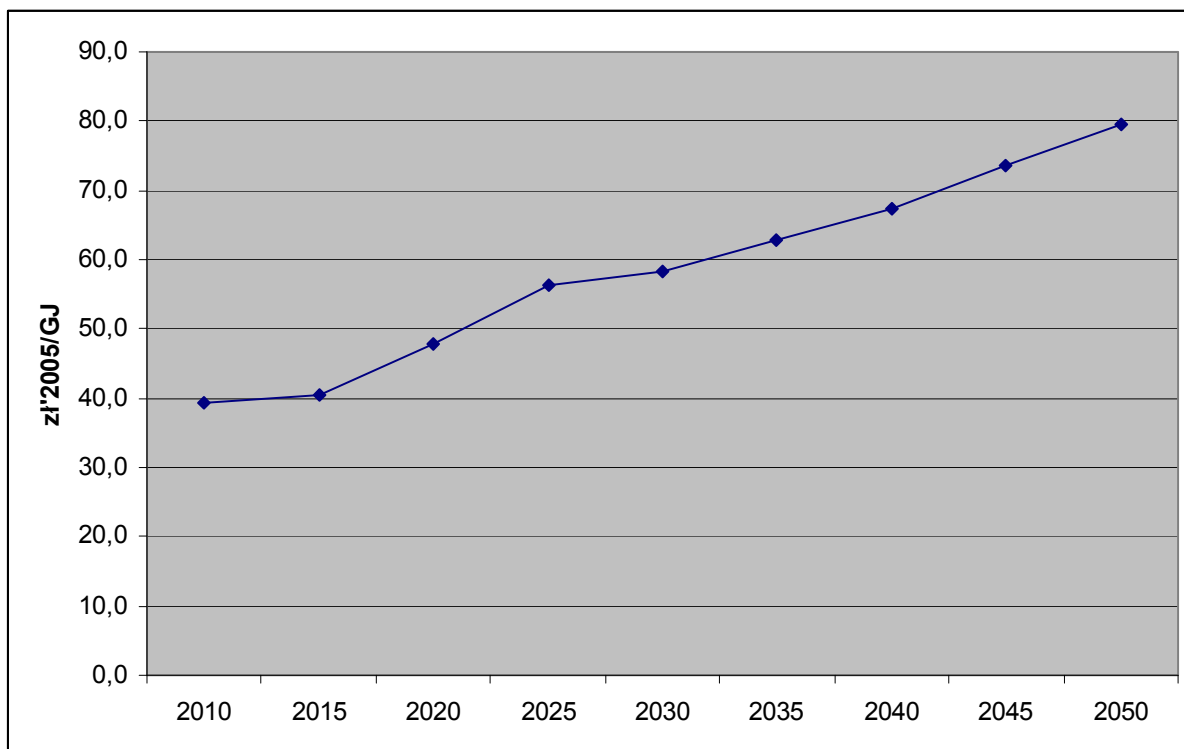
3.3.5. Jednostkowe koszty wytwarzania ciepła

Wdrażanie polityki dekarbonizacji, zgodnie z przyjętymi założeniami, oznaczać będzie obciążenie kosztami emisji wszystkich źródeł. Wyniki przedstawione na rys. 20. pokazują zmiany kosztów wytwarzania ciepła w ciepłowniach lub kotłowniach indywidualnych wraz ze wzrostem cen uprawnień do emisji CO₂.



Rys. 20. Jednostkowe koszty wytwarzania ciepła, polityka *Dekarbonizacji*

Wzrost kosztów wytwarzania w źródłach ciepłowniczych powodować będzie także wzrost cen ciepła dostarczanych przez elektrociepłownie zasilające miejskie systemy ciepłownicze, co pokazuje kolejny wykres.



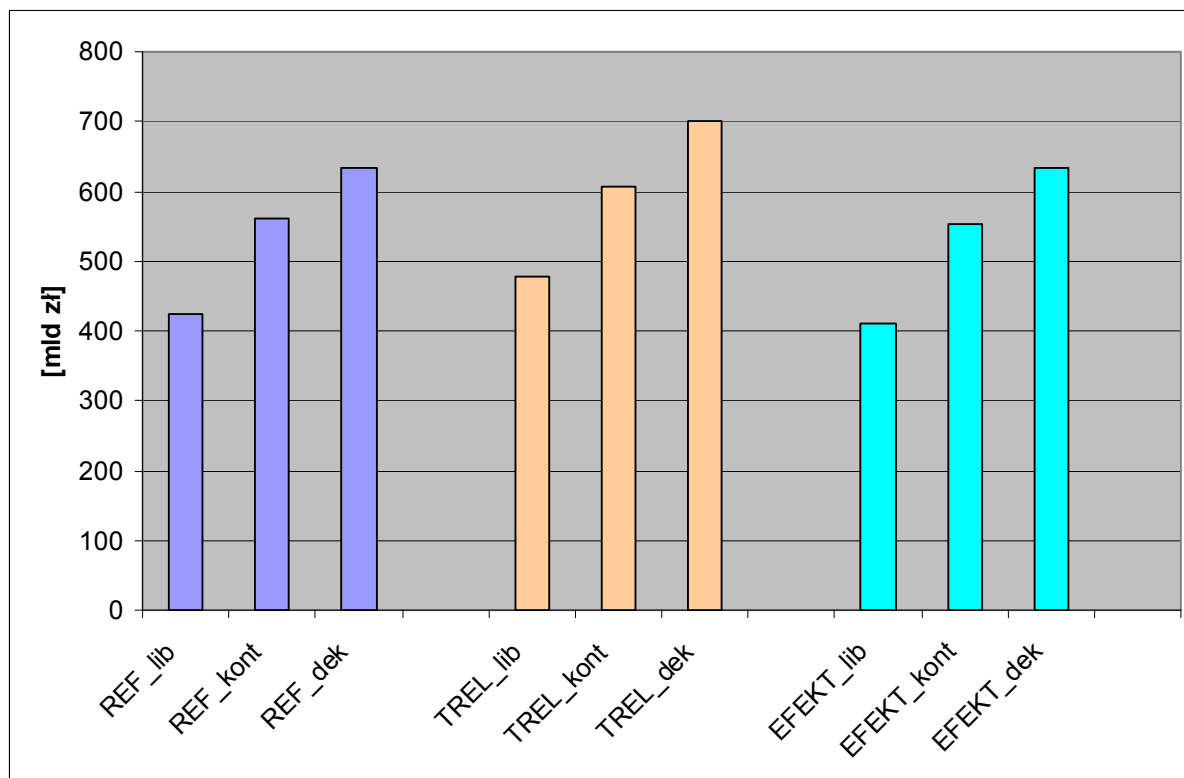
Rys. 21. Rynkowa cena sprzedaży ciepła z elektrowni, polityka *Dekarbonizacji* (rosnące ceny uprawnień do emisji CO₂)

W okresie 2010 – 2050 ceny ciepła dostarczone z różnych źródeł rosną średnio ok. dwukrotnie.

3.4. Koszty polityki dekarbonizacji w skali kraju

3.4.1. Nakłady inwestycyjne

Zmniejszenie redukcji emisji dwutlenku węgla wiąże się ze stosowaniem technologii o wyższych kosztach wytwarzania, które zwykle wymagają wyższych nakładów inwestycyjnych. Na rys. 22 przedstawiono poziom nakładów inwestycyjnych na nowe moce w różnych wariantach rozwojowych.



Rys. 22. Łączne nakłady inwestycyjne na produkcję energii elektrycznej i ciepła w okresie 2006-2050, różne warianty

Uzyskane wyniki ukazują silny wzrost nakładów w wyniku zaostrzania polityki redukcji emisji CO₂. Wdrożenie polityki głębokiej dekarbonizacji oznacza w okresie 2006 – 2050 wzrost nakładów inwestycyjnych o:

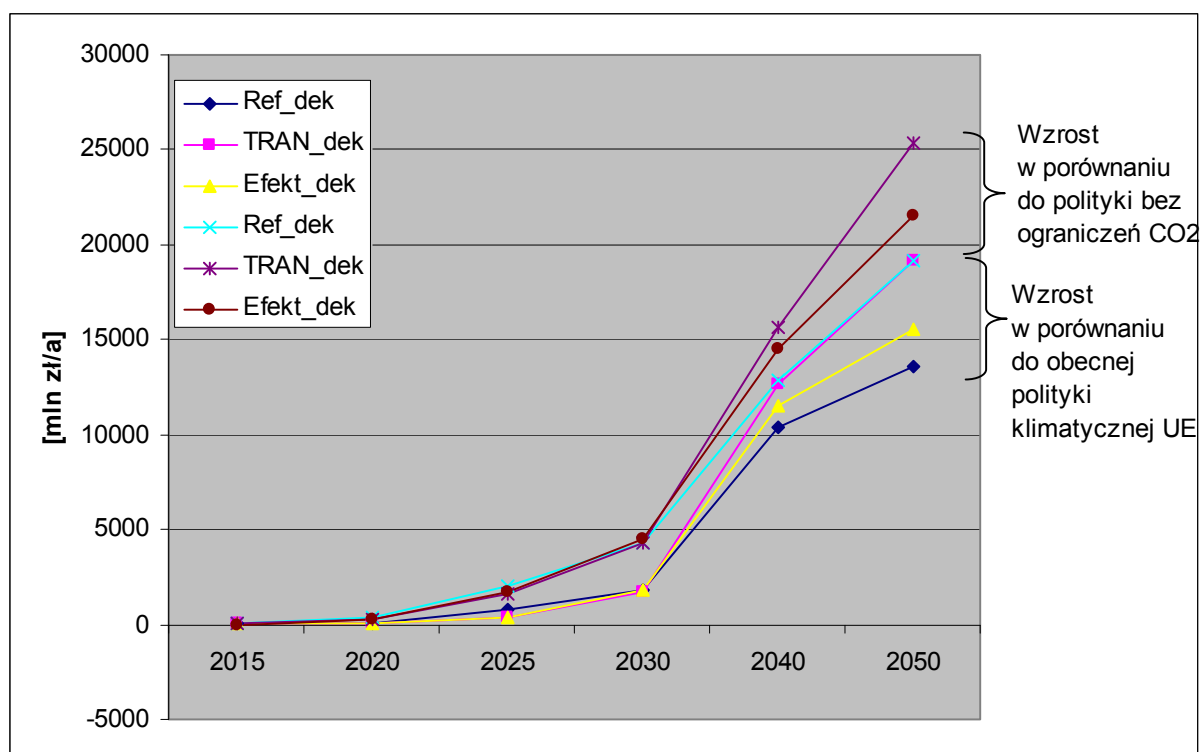
- ⇒ **74 - 93 mld zł** – w porównaniu do obecnej polityki klimatycznej (wzrost o 13-15%)
- ⇒ **210 – 225 mld zł** – w porównaniu do polityki bez ograniczeń CO₂ (wzrost o 47-55%)

Powyższe wartości nie uwzględniają wzrostu nakładów w wyniku wprowadzenia wymogu uzyskania 15% energii z OZE w zużyciu finalnym po roku 2020.

3.4.2. Techniczne koszty wytwarzania energii

Polityka dekarbonizacji prowadzi do zmian struktury technologicznej i paliwowej produkcji energii w kierunku mniej emisyjnych technologii, powodując przy tym wzrost technicznych kosztów wytwarzania energii, który osiąga w okresie 2040 – 2050 poziom:

- ⇒ ok. **10- 19 mld zł rocznie** - w porównaniu do aktualnej polityki klimatycznej,
- ⇒ ok. **13-25 mld zł rocznie** - w porównaniu do polityki bez redukcji emisji CO₂.



Rys. 23. Wzrost technicznych kosztów wytwarzania energii w wyniku polityki dekarbonizacji w zależności od scenariusza popytowego i porównywanej polityki klimatycznej (bez kosztu zakupu uprawnień emisyjnych)

Uwzględnienie kosztów związanych z wymuszaniem prawnie rozwojem produkcji energii ze źródeł odnawialnych (OZE) zwiększa koszty polityki klimatycznej o ok. **3 – 6 mld zł rocznie** w całym okresie i łącznie osiąga w roku 2050 poziom **25 – 30 mld zł rocznie**.

Tablica 7. Wzrost rocznych kosztów wytwarzania energii w wyniku kolejnych faz wdrażania polityki klimatycznej (bez kosztów zakupu uprawnień emisyjnych) [mln zł/a]

Scenariusz (polityka popytowa)	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
1. Scenariusz Referencyjny							
⇒ Rozwój OZE (15%)	377	3562	5246	4536	4914	4471	5546
⇒ Redukcja CO2 (20%)	nz	-7	252	1217	2499	2557	5542
⇒ Dekarbonizacja	nz	22	75	783	1778	10354	13611
Faza 1 - wdrożona	377	3555	5498	5754	7413	7029	11088
Faza 2 - proponowana	nz	22	75	783	1778	10354	13611
RAZEM	377	3578	5572	6536	9191	17383	24699

2. Scenariusz Transportowy							
⇒ Rozwój OZE (15%)	382	3598	5176	4476	4731	4047	4770
⇒ Redukcja CO2 (20%)	nz	-13	232	1240	2626	2947	6250
⇒ Dekarbonizacja	nz	29	85	406	1692	12661	19134
Faza 1 - wdrożona	382	3585	5408	5715	7357	6994	11020
Faza 2 - proponowana	nz	29	85	406	1692	12661	19134
RAZEM	382	3614	5492	6121	9049	19655	30154
2. Scenariusz Efektywny							
⇒ Rozwój OZE (15%)	382	3347	4496	3740	4007	3608	4045
⇒ Redukcja CO2 (20%)	nz	-93	206	1355	2734	2900	5958
⇒ Dekarbonizacja	nz	11	98	393	1808	11571	15575
Faza 1 - wdrożona	382	3253	4702	5094	6740	6508	10003
Faza 2 - proponowana	nz	11	98	393	1808	11571	15575
RAZEM	382	3264	4800	5487	8548	18079	25577

Warto zwrócić uwagę, że koszty już wdrożonych wymagań będą dla Polski bardzo wysokie. Dotychczas jeszcze ich nie doświadczyliśmy, gdyż występują one z pewnym opóźnieniem. Skutki te utrzymują się później przez kolejne dziesiątki lat.

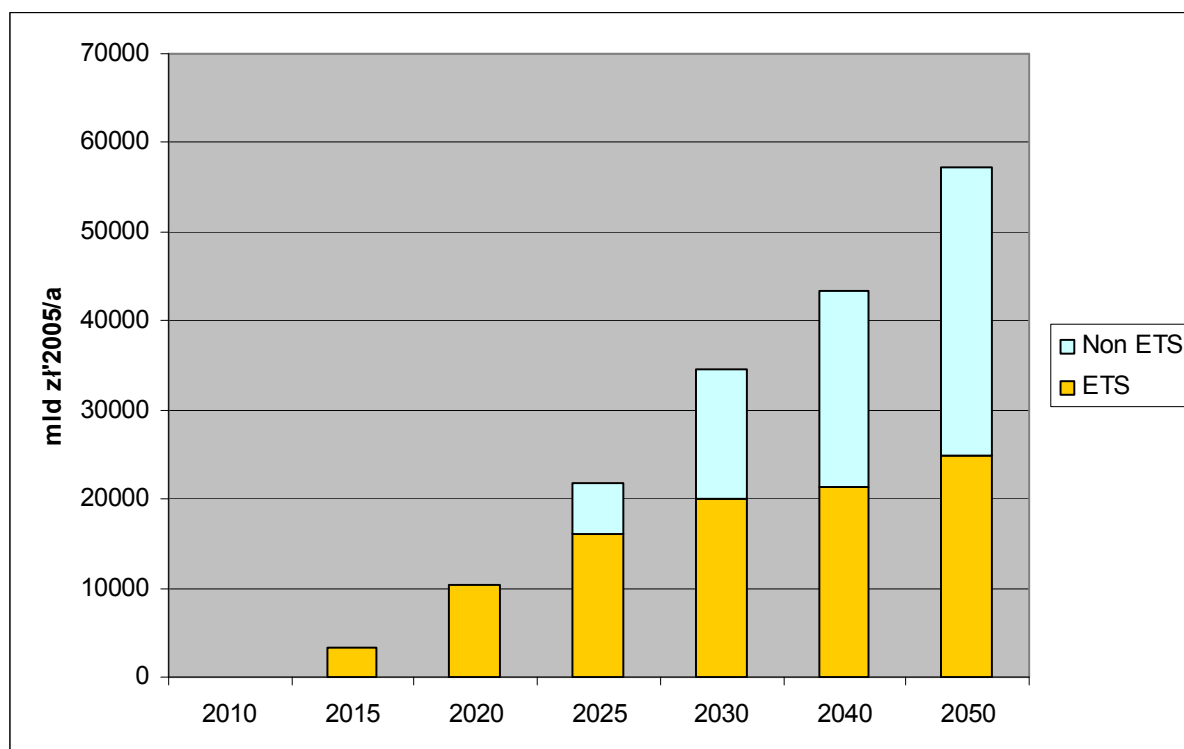
3.4.3. Koszty zakupu uprawnień emisyjnych

Wprowadzenie na poziomie unijnym celów głębokiej redukcji emisji CO₂ wymagać będzie objęcia unijnym systemem handlu emisjami (EU ETS) nie tylko emisji z dużych źródeł, ale także emisji rozproszonych z gospodarstw domowych, usług, transportu czy przemysłu. Może to zostać dokonane np. poprzez obowiązek opłacenia zakupu odpowiedniej liczby uprawnień emisyjnych przy zakupie paliw. Założenie o objęciu systemem EU ETS wszystkich emisji zostało przyjęte w analizach wykonanych przez prof. Caprosa dla Eurelectric.

Dlatego wprowadzenie polityki głębokiej dekarbonizacji nie tylko zwiększy cenę uprawnień emisyjnych, ale doprowadzi zapewne także do zwiększenia „podstawy opodatkowania” tym quasi podatkiem poprzez rozszerzenie obowiązku posiadania uprawnień emisyjnych na wszystkie osoby prawne i fizyczne emitujące CO₂.

Wykonane obliczenia wskazują następujące koszty zakupu uprawnień:

- ⇒ **10 – 24 mld zł rocznie** w latach 2020 – 2050, przy kontynuacji obecnej polityki klimatycznej,
- ⇒ **10 – 57 mld zł rocznie** w latach 2020 – 2050, przy wprowadzeniu polityki głębokiej dekarbonizacji w UE.



Rys. 24. Koszty zakupu uprawnień emisyjnych, scenariusz *Referencyjny*, polityka *Dekarbonizacji* w podziale na źródła objęte handlem emisjami (ETS) i źródła będące poza tym systemem (Non ETS)

Powyższe wyniki uzyskano przy założeniu stopniowego wdrażania obowiązku zakupu uprawnień emisyjnych na aukcji dla dużych źródeł w okresie 2013 – 2027, a dla pozostałych źródeł (Non ETS) w okresie 2020 – 2030, zgodnie z poniższym harmonogramem.

Tablica 8. Harmonogram zwiększania zakresu źródeł obejmowanych obowiązkiem zakupu uprawnień emisyjnych w ramach polityki dekarbonizacji

	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Sektory ETS	0	30%	80%	95%	100%	100%	100%
Sektory Non ETS	0	0%	0%	50%	100%	100%	100%

Biorąc pod uwagę propozycje formułowane przy uzgadnianiu Pakietu energetyczno – klimatycznego oraz aktualne stanowisko Parlamentu Europejskiego i Komisji Europejskiej w sprawie dofinansowania krajów rozwijających się w ramach światowej polityki klimatycznej należy uznać za pewne, że:

w ramach pogłębienia polityki dekarbonizacji najpóźniej po roku 2020 zostaną wprowadzone rozwiązania, polegające na ustanowieniu unijnego funduszu gromadzącego środki ze sprzedaży uprawnień emisyjnych. Oznaczać to będzie, że **znaczna część, a może nawet całość wydatków poniesionych na zakup uprawnień emisyjnych wypłynie poza polską gospodarkę i** – w przeciwieństwie do sytuacji gdy przychody ze sprzedaży uprawnień pozostają w budżetach krajowych – **stanowiąc będzie dodatkowy koszt nie tylko dla odbiorców energii, ale też dla całej gospodarki Polski.**

4. Inne skutki nie ujęte w analizach liczbowych

Oprócz wymiernych skutków wyznaczonych w analizach modelowych można wskazać inne negatywne skutki zaostrzenia polityki klimatycznej. Do najważniejszych zaliczyć można:

- a) Zagrożenie bezpieczeństwa energetycznego,
- b) Wzrost ryzyka inwestycyjnego,
- c) Drastyczny spadek popytu na węgiel kamienny,
- d) Duża importochłonność technologii energetycznych wymuszanych do zastosowania przez politykę dekarbonizacji,
- e) Wtórne skutki gospodarcze i społeczne będące efektem wzrostu cen energii.

Już same zapowiedzi dalszego zaostrzenia polityki klimatycznej stwarzają problemy przy finansowaniu budowy nowych elektrowni węglowych. Polska do roku 2020 ma bardzo ograniczone możliwości wykorzystania niskoemisyjnych technologii ze względu na czasochłonność inwestowania w energetykę jądrową oraz niepewność dostaw gazu ziemnego odpowiedniej ilości i niezawodności.

Elektrownie węglowe, które mogą być obecnie budowane są powszechnie traktowane jako ryzykowne, szczególnie przez instytucje finansowe, udzielające kredytów. Może to utrudniać sfinansowanie takich inwestycji.

Niepewność inwestycyjna związana jest zarówno z przyszłą polityką klimatyczną jak i z poziomem cen uprawnień emisyjnych. Polska jest szczególnie narażona na sytuacje gwałtownych wzrostów cen uprawnień, które mogą wystąpić np. w wyniku działań spekulacyjnych.

Wyniki obliczeń uzyskane dla wariantów z polityką dekarbonizacji wskazują, że w całym okresie następuje systematyczny spadek zapotrzebowania na węgiel kamienny. Drastyczne ograniczenie zapotrzebowania na węgiel kamienny może stanowić zagrożenie dla przyszłości polskiego górnictwa węgla kamiennego.

Preferowane przez politykę dekarbonizacji technologie są w znacznej mierze importochłonne. Dotyczy to szczególnie elektrowni jądrowych, wiatrowych jak i technologii CCS. Oznaczać to może, że ogromne inwestycje w energetykę będą tworzyły miejsca pracy głównie w innych krajach.

Wtórne skutki gospodarcze i społeczne mogą być bardzo dotkliwe - zważywszy na ogromny wzrost kosztów powodowany polityką dekarbonizacji i przekładający się na wyższe ceny energii.

Wymienione zagadnienia są tu jedynie sygnalizowane, a ich pełniejsza ocena wymaga bardziej szczegółowych analiz.

5. Wnioski

1. Do najważniejszych z wymiernych skutków polityki dekarbonizacji zaliczyć można:
 - a. zmianę poziomu i struktury zużycia energii pierwotnej;
 - b. zmianę struktur technologicznych i paliwowych w sektorach produkujących energię elektryczną i ciepło;
 - c. wzrost nakładów inwestycyjnych na budowę nowych energetycznych mocy produkcyjnych;
 - d. wzrost kosztów wytwarzania energii;
 - e. wzrost cen energii elektrycznej i ciepła.
2. Polityka dekarbonizacji powoduje niewielki wzrost zużycia energii pierwotnej i wpływa na zmianę struktury jej konsumpcji, powodując wzrost zużycia paliwa jądrowego i energii odnawialnej, a spadek zużycia paliw stałych. W wariantach z przyspieszoną elektryfikacji transportu spada też poziom zużycia paliw ciekłych.
3. Przy wysokich cenach gazu ziemnego potencjał redukcji emisji CO₂ nawet przy cenach powyżej 100 euro za tonę jest w Polsce ograniczony. Uzyskane w wyniku obliczeń modelowych poziomy emisji CO₂ w Polsce sięgają w roku 2050 **31% emisji z roku 1990** i **25% emisji z roku 1988**, przyjmowanego przez Polskę jako rok bazowy w Protokole z Kioto. Dla porównania wyniki obliczeń zespołu prof. Caprosa przy tym samym poziomie cen uprawnień pokazują zmniejszenie emisji CO₂ w całej UE do 25% emisji z roku 1990.
4. Przy wysokich przewidywanych cenach gazu ziemnego rosnące ceny uprawnień emisyjnych stymulują następujące kierunki zmian technologicznych:

- a. rozwój energetyki jądrowej,
 - b. wyposażanie elektrowni i elektrociepłowni węglowych w instalacje CCS,
 - c. rozwój energetyki wykorzystującej odnawialne zasoby energii.
5. Polityka dekarbonizacji prowadzić będzie w okresie 2005 – 2050 do **3 - 4 krotnego wzrostu cen hurtowych energii elektrycznej i ponad 2 krotnego wzrostu cen energii elektrycznej i ciepła sieciowego dla gospodarstw domowych**. Będzie to prowadziło do osłabienia konkurencyjności polskich producentów działających na rynkach zagranicznych oraz ograniczać będzie poprawę dobrobytu gospodarstw domowych, szczególnie, że zmiany te zbiegną się w czasie z negatywnymi zjawiskami demograficznymi i starzeniem się społeczeństwa.
6. Bezpośrednie koszty polityki dekarbonizacji pojawiają się jako:
- a. wyższe koszty stosowania niskoemisyjnych technologii produkcji energii elektrycznej i ciepła (wzrost łącznych kosztów inwestycyjnych, eksploatacyjnych i paliwowych);
 - b. rosnące koszty zakupu uprawnień do emisji dwutlenku węgla.
7. Koszty droższych technologii liczone dla dotychczas wprowadzonych zobowiązań (20% OZE i 20% redukcji gazów cieplarnianych w UE) sięgną w Polsce: ok. **3 mld zł rocznie** od roku **2015**, **5 mld zł rocznie** od roku **2025**, aż do **ponad 10 mld zł** od **2050 r.** Warto podkreślić, że:
- a. koszty nowych wymagań pojawiają się z pewnym opóźnieniem w stosunku do momentu ich wprowadzenia, dlatego mimo rosnących cen energii jeszcze obecnie nie odczuwamy znaczących kosztowych skutków wdrożenia Pakietu energetyczno – klimatycznego; wg przeprowadzonych obliczeń zauważalne koszty pojawią się po roku 2012 i będą silnie narastały w kolejnych latach;
 - b. skutki wprowadzonych dotychczas zobowiązań dotyczących roku 2020 będą sięgały dziesiątków lat w przyszłości i według przeprowadzonych obliczeń będą stale rosły w całym badanym okresie do roku 2050.
8. Rozpatrywana w niniejszej pracy polityka dekarbonizacji zmierzająca do uzyskania do roku 2050 75% redukcji emisji dwutlenku w skali UE spowoduje w Polsce wzrost kosztów technologicznych związanych z redukcją emisji CO₂, które łącznie (w porównaniu do wariantów bez polityki klimatycznej) sięgną ok. **9 mld zł rocznie** w roku **2030** i będą rosły do poziomu **25 - 30 mld zł rocznie** w roku **2050**.
9. Część dodatkowych kosztów poniesionych w Polsce na droższe technologie może mieć pewne uzasadnienie jak np. w przypadku rozwoju odpowiednich dla Polski kierunków energetyki odnawialnej czy energetyki jądrowej. Jednak jako bardzo kontrowersyjne i ryzykowne dla Polski należy wskazać:
- a. rozwój na dużą skalę segmentu wychwytu, transportu i składowania dwutlenku węgla (instalacje CCS),

- b. rosnący poziom kosztów zakupu uprawnień do emisji dwutlenku węgla wynikający z poszerzania zakresu obowiązkowego aukcjoningu.
10. Słabość podstaw naukowych polityki klimatycznej, a w szczególności tezy o wpływie emisji dwutlenku węgla na ocieplanie klimatu, stwarza ogromne ryzyko dla działań związanych z wdrażaniem na dużą skalę technologii CCS. Wydatki na ten cel mogą być bowiem wkrótce uznane za bezcelowe, co więcej, za działania prowadzące do negatywnych skutków dla środowiska.
11. Rosnące koszty związane z zakupem uprawnień do emisji dwutlenku węgla w ramach mechanizmu obowiązkowego aukcjoningu, przy dotychczasowych tendencjach do centralizacji systemu EU ETS, prowadzić będą po roku 2020 do utraty rosnących środków wydatkowanych na zakup uprawnień przez przedsiębiorstwa i podmioty indywidualne na rzecz centralnego funduszu unijnego. Koszty z tym związane wynosić będą **10 mld zł** rocznie w roku 2020 i będą rosły do **32 – 35 mld zł rocznie w roku 2030** i **46-57 mld zł rocznie w 2050** r. Utrata tych środków stanowić będzie ogromne obciążenie dla gospodarki polskiej.
12. Biorąc pod uwagę łącznie dodatkowe koszty wdrożenia droższych technologii oraz koszty zakupu uprawnień emisyjnych polityka dekarbonizacji prowadząca do uzyskania 75% redukcji emisji dwutlenku węgla w UE oznaczać będzie dla Polski koszty:
- **13 - 15 mld zł/a** - od roku **2020**
 - **41 - 43 mld zł/a** - od roku **2030**
 - **55 - 63 mld zł/a** - od roku **2040**
 - **71 - 87 mld zł/a** - od roku **2050**
- Są to środki znacząco przekraczające obecny alarmistyczny rozmiar deficytu budżetowego, szacowanego na ok. 50 mld zł rocznie.
13. Uniknięcie ogromnych i rosnących w przyszłości kosztów unijnej polityki dekarbonizacji dla Polski wymaga podjęcia następujących działań zapobiegawczych w podziale na:
- a. pilne działania dotyczące krótkiego i średniego horyzontu czasowego,
 - b. działania nakierowane na skutki długoterminowe.
14. Pilne działania, niezbędne do zabezpieczenia bezpieczeństwa energetycznego Polski w krótkim i średnim horyzoncie dotyczyć powinny:
- a. likwidacji obowiązkowego aukcjoningu (np. poprzez zaskarżenie go jako niezgodnego z zasadą proporcjonalności) lub zablokowanie możliwości stworzenia centralnego funduszu unijnego do gromadzenia środków ze sprzedaży uprawnień emisyjnych w systemie EU ETS (zabezpieczenie krajom członkowskim wyłącznego prawa do uzyskiwania przychodów ze sprzedaży

uprawnień emisyjnych);

- b. zablokowania możliwości jednostronnych unijnych działań, zmierzających do głębszych redukcji emisji gazów cieplarnianych niż obecnie przyjęty cel 20% redukcji emisji do roku 2020;
- c. zapewnienia w prawie unijnym możliwości budowy elektrowni węglowych bez dodatkowych restrykcji na emisje CO₂, poza wynikającymi z dotychczas wdrożonych celów i instrumentów redukcji emisji (system EU ETS);

15. Zabezpieczenie interesu Polski w dłuższym okresie wymaga następującej modyfikacji kluczowych dla Polski elementów polityki unijnej:

- a. ustanowienia priorytetu dla bezpieczeństwa energetycznego oraz tworzenia warunków dla rozwoju społeczno – gospodarczego we wszystkich krajach członkowskich;
- b. uzależnienia dalszej polityki redukcji emisji gazów cieplarnianych od wyjaśnienia wszystkich istotnych wątpliwości i zarzutów sformułowanych pod adresem forsowanego przez IPCC poglądu o znaczącym wpływie emisji CO₂ z działalności gospodarczej człowieka na ocieplanie klimatu.