

projekt

**Strategie redukcji emisji gazów
cieplarnianych
w Polsce
do roku 2020**

**Ministerstwo Środowiska
marzec 2003**

Spis treści

Wstęp

- | | |
|---|---------|
| 1. Emisja i pochłanianie gazów cieplarnianych | str. 3 |
| 2. Analiza technicznego potencjału redukcji emisji gazów cieplarnianych | str. 6 |
| 3. Analiza ograniczeń możliwości redukcji gazów cieplarnianych | str. 8 |
| 4. Przedsięwzięcia w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych | str. 10 |
| 5. Opracowanie prognoz emisji gazów cieplarnianych w Polsce do roku 2020
– scenariusze odniesienia | str. 11 |
| 6. Strategie redukcji emisji gazów cieplarnianych w Polsce do roku 2020 | str. 12 |
| 7. Wyniki analiz | str. 14 |
| 8. Rekomendacje wynikające z przeprowadzonych analiz | str. 17 |

Załącznik Nr. 1 – Analizy kosztów redukcji gazów cieplarnianych dla wybranych sektorów

Załącznik Nr. 2 – Główne założenia obliczeniowe

Wstęp

Polska jako strona Konwencji NZ w sprawie zmian klimatu jest zobowiązana m.in. do opracowania i wdrożenia państwowej strategii redukcji emisji gazów cieplarnianych, w tym także mechanizmów ekonomicznych i administracyjnych oraz okresowej kontroli jej wdrażania jak też jest w okresie przygotowań do wypełnienia postanowień decyzji Rady w sprawie mechanizmu monitorowania emisji CO₂ i innych gazów cieplarnianych oraz mechanizmu oceny postępu realizacji zobowiązań¹. Opracowanie takich strategii redukcji emisji gazów cieplarnianych stanowi materiał wyjściowy do opracowania polityki klimatycznej, która winna scalać założone kierunki rozwoju gospodarczego Państwa, cele II Polityki Ekologicznej Państwa oraz zapewniać realizację zobowiązań Polski wynikających z konwencji klimatycznej, Protokołu z Kioto i uzgodnień akcesyjnych z Unią Europejską.

Niniejsze opracowanie jest syntezą obszernych, szczegółowych analiz przeprowadzonych w tym zakresie w 2002 roku.

Dla sformułowania wariantowej strategii realizacji projektu założeń polityki klimatycznej Polski przyjęto 40% skalę redukcji emisji gazów cieplarnianych jako górną granicę zakresu przeprowadzonych analiz i 20-letni horyzont czasowy (do 2020 r.).

Prace analityczne wykonano dla : (i) zdefiniowania bazowych linii rozwoju gospodarczego i emisji GC, (ii) identyfikacji przedsięwzięć redukcji emisji gazów cieplarnianych oraz określeniu ich charakterystyk techniczno-ekonomicznych, (iii) opracowania wariantowych scenariuszy osiągnięcia do 40% redukcji emisji gazów cieplarnianych.

Podstawowym modelem użytym w badaniach był model² optymalizacji przepływów energii w gospodarce. Cykl badań modelowych koncentrował się głównie na dwóch zagadnieniach:

- a) ocenie czułości systemu krajowego na stymulacje różnymi instrumentami polityki klimatycznej (ogólnokrajowe limity emisji, podatek węglowy, opłaty emisyjne dla dużych emitorów),
- b) opracowaniu względnie zoptymalizowanych strategii osiągnięcia 30 i 40% redukcji emisji gazów cieplarnianych w roku 2020 (w stosunku do emisji z 1988 r.).

Analizą objęto jedynie CO₂ i CH₄ – dwa gazy cieplarniane, które są w Polsce najbardziej znaczące i stanowią 93% sumarycznej emisji GC wyrażonej w ekwiwalencie CO₂. Podtlenek azotu (N₂O) emitowany głównie przez sektor rolnictwa wnosi 7% udział. Emisja N₂O będzie w przyszłości prawdopodobnie wzrastać w związku z intensyfikacją produkcji rolnej wymuszoną procesem integracji polskiego rolnictwa z unijnym jak też rozwojem transportu. To z kolei będzie powodować, że dla osiągnięcia zamierzonej 30% i 40% redukcji emisji GC trzeba będzie osiągać odpowiednio większe redukcje emisji CO₂ i CH₄.

1. Emisja i pochłanianie gazów cieplarnianych

W okresie od roku bazowego (rok 1988) do 2000 r. nastąpiły znaczące zmiany emisji gazów cieplarnianych w Polsce (patrz tabela nr 1). Zmianom wielkości emisji gazów cieplarnianych towarzyszyło zmniejszenie zużycia energii w gospodarce krajowej oraz zmiana struktury

¹ Ostatni projekt nowej decyzji Parlamentu Europejskiego i Rady Europejskiej w sprawie mechanizmu monitorowania emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz implementacji Protokołu z Kioto –COM(2003) 51 final 2003/0029 (COD) z lutego 2003 roku.

² Model obejmuje cały krajowy system energetyczny – procesy produkcji, przemian i wykorzystania energii; model znajduje optymalne rozwiązanie zaspokojenia potrzeb energetycznych o najniższych kosztach, z uwzględnieniem wprowadzonych do modelu ograniczeń, np. limitów emisji zanieczyszczeń atmosfery.

zużycia paliw. Struktura ta stopniowo zmieniała się, chociaż węgiel kamienny wciąż dominuje to jego udział zmaleł na rzecz paliw węglowodorowych i odnawialnych źródeł energii³.

Tabela nr 1. Zmiany emisji dwutlenku węgla, metanu i podtlenku azotu (CH₄, i N₂O wyrażone w ekwiwalencie CO₂) w latach 1988-2000 w Gg

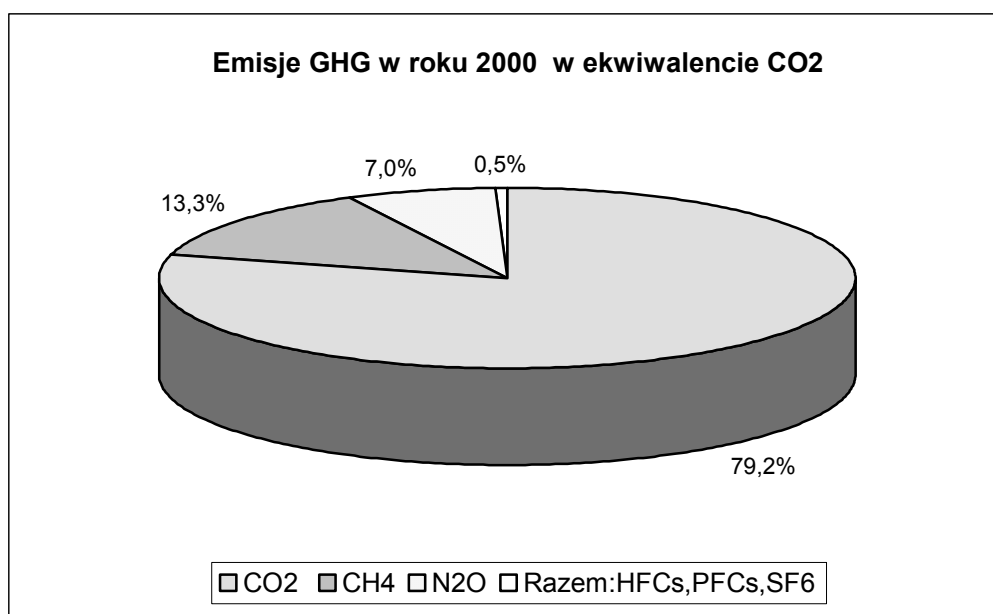
Lata	1988	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
CO ₂	477584	381482	367689	372311	363980	372293	348926	373202	362300	338095	329739	314812
CH ₄	65961	58821	54369	51954	51072	51807	51597	47292	47838	49035	47250	45852
N ₂ O	21700	19530	16120	15500	15500	15500	16740	16740	16740	16120	23250	23896

Źródło: MŚ

Zdecydowanie dominującym źródłem emisji dwutlenku węgla - CO₂ w 2000 roku była emisja z przemysłu energetycznego - 58%. Wiązanie CO₂ występuje jedynie w kategorii - *zmiany użytkowania terenów i leśnictwo*, stanowiąc 15,9% strumienia rocznej emisji CO₂ netto⁴ w 2000 r.

Największy wpływ na emisję metanu w roku 2000 - CH₄ miała emisja z odpadów⁵ – stanowiąca 40,6% a na emisję krajową zaś podtlenku azotu - N₂O najwyższy wpływ miała emisja z gleb rolnych stanowiąca 44,8%.

Wyniki inwentaryzacji przedstawia się w jednostkach ekwiwalentu CO₂ przy wykorzystaniu odpowiednich wartości globalnych potencjałów ocieplenia (GWP)⁶. Dominującą pozycję zachowuje dwutlenek węgla (79%), natomiast udział metanu jest już sześciokrotnie mniejszy (13%). Udział podtlenku azotu stanowi ok. 7%. Gazy przemysłowe mają wciąż niewielki udział w krajowej emisji GC (łącznie poniżej 0,5%). Udziały poszczególnych gazów zilustrowano na rysunku 1.



Rysunek 1. Udziały poszczególnych gazów cieplarnianych w globalnym potencjale ocieplenia w roku 2000

³ Wśród nośników energii odnawialnej pojawiły się w ostatnich latach takie nośniki jak energia wiatru i biogaz, wykorzystywane do produkcji energii elektrycznej.

⁴ Dla dwutlenku węgla wartość emisji netto jest wyliczana przez odjęcie wielkości pochłaniania (występującej w kategorii - *zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo*, od sumarycznej emisji ze wszystkich kategorii). Zgodnie z metodyką IPCC, emisję CO₂ przedstawia się z uwzględnieniem i bez uwzględnienia wartości dla tej kategorii. W inwentaryzacji za 2000 r. nie uwzględniono emisji CO₂ z biomasy o wielkości 15 589,75 Gg, ponieważ zgodnie z metodyką IPCC emisji tej nie wlicza się do bilansu krajowego. Gazy przemysłowe oblicza się na podstawie metod szczegółowych określanych przez metodykę IPCC.

⁵ Udział poszczególnych źródeł w emisji metanu z odpadów w roku 2000 przedstawia się następująco: wysypiska zorganizowane: 503,6 Gg – 56,9%, wysypiska niezorganizowane: 306,1 Gg – 34,5%; ścieki przemysłowe: 64,3 Gg – 7,3%; ścieki komunalne: 11,8 Gg – 1,3%.

⁶ GWP dla metanu ma wartość 21 a dla podtlenku azotu 310.

Przyczynę zmniejszenia emisji CO₂ w roku 2000 względem roku 1988 (bazowy) tłumaczy fakt, że zużycie energii chemicznej paliw w 2000 roku stanowi 71,4% zużycia roku bazowego 1988. Jednocześnie zmieniła się struktura paliw, tj.:

- udział paliw węglowych zmniejszył się z 78,7% (1988) do 64,6% (2000),
- udział paliw ciekłych wzrósł z 12,5% do 22,8%,
- udział paliw gazowych wzrósł z 7,5% do 8,3%,
- łącznie udział paliw węglowodorowych wzrósł z 20,0% do 31,1%,
- udział biomasy wzrósł z 1,3% do 4,3%.

Wzrost udziału paliw węglowodorowych o znacząco mniejszych wartościach współczynników emisji w stosunku do paliw węglowych, miał dodatkowy wpływ (obok globalnej redukcji zużycia paliw) na zmniejszenie emisji CO₂ w roku 2000 w porównaniu z rokiem bazowym 1988. Ponad 30 procentowy spadek emisji metanu w stosunku do roku 1988 wynika z dwóch podstawowych przyczyn:

- zmniejszenia emisji z fermentacji jelitowej w sektorze rolnictwa o ok. 46%, wynikającego ze znacznego spadku pogłowia zwierząt gospodarskich w tym bydła o ponad 40% i owiec o ponad 90%,
- zmniejszenia emisji lotnej z wydobycia węgla o ponad 45%, wynikającego ze znacznego (46%) ograniczenia wydobycia węgla kamiennego.

Wartość emisji N₂O w roku 2000 przewyższa emisję roku bazowego 1988 i stanowi 109,4% jej wartości. Na tak znaczny wzrost emisji N₂O wpłynęły zmiany w sektorach: *Rolnictwo* i *Odpady*⁷. Procentowa zmiana wielkości emisji gazów przemysłowych (HFC, PFC i SF₆) w stosunku do roku bazowego -1995 jest znaczna, jednak nie powinna budzić niepokoju, ponieważ wielkość emisji gazów przemysłowych w porównaniu do emisji głównych gazów cieplarnianych jest w dalszym ciągu bardzo mała (0,5% sumy krajowej).

Generalnie od roku 1988 ciąg emisji CO₂ ma tendencję spadkową. Największa zmiana nastąpiła w latach 1988-1990, co wynika ze spadku aktywności przemysłowej. Tendencja spadkowa w dalszych latach wynika m.in. ze zmiany profilu stosowanych paliw (zmniejszenie się udziału paliw węglowych oraz wzrostu zużycia paliw ciekłych i gazowych) oraz postępującej modernizacji i restrukturyzacji przemysłu, mającej wpływ na energochłonność produkcji.

Należy zauważyć, że zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych następuje pomimo wyraźnego wzrostu gospodarczego utrzymującego się od 1992 roku. Sektor energetyczny jest tym sektorem w którym tkwi największy potencjał redukcji tych gazów. A zatem działania na rzecz efektywniejszego wykorzystania energii oraz restrukturyzacji tego sektora będą sprzyjać zmniejszaniu emisji CO₂.

Polska wywiązała się ze zobowiązania konwencji dotyczącego stabilizacji emisji gazów cieplarnianych do roku 2000 na poziomie roku bazowego 1988 o czym zaświadcza inwentaryzacja emisji tych gazów za okres 1988 – 2000 (patrz tabela nr 1). Przeprowadzone prognozy emisji do roku 2020 pokazują, że wypełnienie głównego zobowiązania Protokołu z Kioto a mianowicie redukcji 6% w stosunku do roku bazowego 1988 w okresie 2008 – 2012 jest możliwe do osiągnięcia z pewną nadwyżką umożliwiającą Polsce wejście na międzynarodowy rynek handlu emisją. Ważną rolę w zakresie wiązania węgla atmosferycznego przypisano zrównoważonej gospodarce leśnej i zalesieniu gruntów porolnych. Dokumentem strategicznym, z punktu widzenia programowania zalesień w Polsce, a tym samym wdrażania postanowień Protokołu z Kioto, jest *Krajowy Program Zwiększania Lesistości (KPZL)*. Według założeń, zmodyfikowanego w roku bieżącym

⁷ W dwóch ostatnich inwentaryzacjach emisji gazów cieplarnianych uwzględniono nowe kategorie: emisje z odchodów zwierzęcych i ścieków, które w istotny sposób zwiększyły całkowitą emisję krajową. Emisja N₂O z kategorii *Spalania paliw* i kategorii *Procesy przemysłowe* utrzymała się na prawie stałym poziomie.

Programu, podaż gruntów do zalesień w Polsce do roku 2020 wyniesie ok. 680 tys. ha. Ich zalesienie będzie miało znaczący wpływ na krajowy bilans dwutlenku węgla.

2. Analiza technicznego potencjału redukcji emisji gazów cieplarnianych

Skalę możliwej do osiągnięcia redukcji emisji gazów cieplarnianych ocenia się zazwyczaj z kilku perspektyw⁸:

- uwzględniając uwarunkowania techniczne – *techniczny potencjał redukcji emisji*,
- biorąc również pod uwagę opłacalność przedsięwzięć redukcyjnych dla potencjalnych inwestorów przy obecnym układzie cen rynkowych – *potencjał rynkowy*,
- oceniając dodatkowo poza rynkowe źródła kosztów i korzyści związanych z redukcją emisji (tzw. koszty i korzyści zewnętrzne) – *potencjał ekonomiczny*,
- uwzględniając istniejące w gospodarce bariery wdrożenia inwestycji lub zachowań skutkujących redukcją emisji gazów cieplarnianych – *potencjał wdrożeniowy*.

Opłacalne przedsięwzięcia redukcyjne

Z dokonanego przeglądu i charakterystyki przedsięwzięć redukcyjnych wynika, że część przedsięwzięć redukcyjnych nie jest podejmowana na skutek braku wolnego kapitału lub istniejących defektów rynkowych w postaci niedrożności kanałów informacyjnych i istniejących barier wdrożeniowych. Ten niewykorzystany potencjał redukcji emisji GC występuje głównie w sektorze wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, sektorze przemysłów wytwórczych, w transporcie oraz w sektorze gospodarstw domowych. Systemowy potencjał redukcyjny tych przedsięwzięć oceniono na ok. 7 mln. t CO_{2e} (w roku 2020). Stanowi to prawie 10% redukcji potrzebnej dla osiągnięcia celu 40%-owego.

Sektor wytwarzania energii elektrycznej i ciepła

W tym sektorze występują następujące opłacalne opcje redukcji emisji gazów cieplarnianych: (i) remonty i modernizacje niektórych istniejących układów zasilanych węglem kamiennym, (ii) inwestowanie w małe źródła skojarzonej produkcji energii elektrycznej i ciepła, (iii) energetyczne wykorzystanie biomasy odpadowej (lasy, przemysł drzewny), (iv) poprawa sprawności sieci ciepłych, (v) decentralizacja i optymalizacja systemu przesyłu energii elektrycznej.

Przyczyn niedostatecznego tempa realizacji tych opłacalnych przedsięwzięć należy głównie upatrywać, z jednej strony, w niedostatecznej liberalizacji rynku energii elektrycznej i ciepła, z drugiej natomiast w mankamentach praktyki regulacji sprawowanej przez URE. Powoduje to, że koszty niegospodarności producentów energii przenoszone są na odbiorcę finalnego, który nie ma możliwości wpływu na zachowania monopolistycznego dostawcy energii.

Są również inne przyczyny. Np. w przypadku budowy elektrociepłowni węglowych w miejsce rozdzielonych układów produkcji energii elektrycznej i ciepła - mimo, że są to przedsięwzięcia opłacalne z punktu widzenia kosztów i korzyści rynkowych, nie są one często podejmowane przez inwestorów gdyż są mało perspektywiczne w świetle spodziewanych ostrzejszych wymagań środowiskowych, jak również uwzględniając generalny trend przechodzenia ze stosowania węgla na rzecz paliw węglowodorowych – szczególnie gazu ziemnego.

⁸ Opisana tu klasyfikacja potencjału redukcji emisji gazów cieplarnianych stosowana jest powszechnie również w odniesieniu do innych działań gospodarczych, jak np.: poprawa efektywności użytkowania energii, ograniczenie emisji zanieczyszczeń lokalnych.

Przemysły wytwórcze

W sektorze przemysłowym rezerw redukcyjnych upatruje się głównie w prostych i tanich, opłacalnych ekonomicznie przedsięwzięciach racjonalizacji użytkowania energii, a w tym głównie: (i) poprawie systemów oświetlenia, (ii) poprawie sprawności napędów elektrycznych, (iii) likwidacji strat ciepła w zakładowych sieciach przesyłowych. Przyczyny nie podejmowania tych opłacalnych inwestycji są trudne do identyfikacji. Istotne wydają się tu być uwarunkowania ogólnogospodarcze okresu transformacji gospodarczej. W szczególności dotyczy to zakładów przemysłowych o przestarzałych technologiach, których los jest niepewny w warunkach otwartej konkurencji z zagranicą. Ta niepewność jest źródłem ryzyka inwestycyjnego podnoszącego stopę dyskontowania przy szacowaniu efektywności ekonomicznej inwestycji.

Transport

Wolno dokonują się efektywne ekonomicznie przekształcenia transportu. W szczególności dotyczy to szeroko pojętej poprawy organizacji przewozów osób i towarów oraz związanych z tym przedsięwzięć infrastrukturalnych. Składa się na to splot różnych przyczyn, np. brak możliwości koncentracji kapitału dla realizacji dużych przedsięwzięć infrastrukturalnych, niewystarczająca stopa zwrotu (w porównaniu z innymi inwestycjami) oraz zbyt duże ryzyko ekonomiczne i polityczne tych inwestycji.

W przypadku szeroko pojętych przedsięwzięć organizacyjnych istotną rolę odgrywa przenoszenie, czasem nienajlepszych, wzorców z krajów rozwiniętych (np. proporcje między indywidualnym i zbiorowym transportem osób). Nie mniej istnieją nisko kapitałochłonne przedsięwzięcia (np. rozwój telematiki, poprawa organizacji spedycji), których barierą rozwojową wydaje się być przede wszystkim brak wystarczającej informacji i odpowiednich programów badawczych.

Sektor bytowy (mieszkalnictwo i urządzenia AGD)

Dominują tu dwie kategorie przedsięwzięć: (i) substytucja paliwowa i poprawa efektywności energetycznej systemów ogrzewania, (ii) wzrost tempa wymiany oświetlenia i urządzeń gospodarstwa domowego na bardziej nowoczesne i energooszczędne.

Podstawową przyczyną nie podejmowania tych przedsięwzięć jest brak wolnych środków finansowych. Potencjalnymi inwestorami są w tym przypadku gospodarstwa domowe, których priorytety inwestycyjno finansowe związane są w Polsce z zaspokojeniem podstawowych potrzeb życiowych i z wydatkami edukacyjnymi. Niskie dochody powodują, że realizowane są tylko inwestycje o bardzo szybkim zwrocie nakładów (rok, lub nawet miesiąc). Ustawa o wsparciu przedsięwzięć termomodernizacyjnych miała, wg intencji ustawodawcy, zwiększyć opłacalność inwestycji w poprawę systemów ogrzewania. Doświadczenia z działania tej ustawy wskazują, że w celu skutecznej aktywizacji rynku należy stworzyć bardzo preferencyjne warunki inwestowania. To z kolei napotyka na barierę w postaci ograniczonej możliwości budżetowych państwa co wydaje się zamykać koło niemożności. Tę konkluzję potwierdza powszechnie obserwowana w statystyce międzynarodowej prawidłowość, że efektywność energetyczna w sektorze gospodarstw domowych jest ściśle skorelowana z poziomem rozwoju gospodarczego kraju, wyrażonym w PKB/M.

Przedsięwzięcia redukcyjne wymagające poniesienia dodatkowych kosztów

Większość przedsięwzięć, bo ponad 90% (w ujęciu systemowym) tych, które trzeba by uruchomić do 2020 r. dla osiągnięcia 40% redukcji emisji gazów cieplarnianych, charakteryzuje się dodatnim kosztem redukcji emisji w warunkach rynkowych⁹ scenariusza

⁹ efektywność rozpatrywanych przedsięwzięć zależy głównie od założonych dla scenariusza odniesienia cen energii oraz nakładów inwestycyjnych na modernizację istniejących lub nowe urządzenia energetyczne

odniesienia. Oznacza to, że dla ich uruchomienia muszą być wprowadzone do gospodarki odpowiednie instrumenty polityczne, a w tym instrumenty polityki klimatycznej¹⁰.

Największy potencjał redukcyjny związany jest z (i) sektorem elektrowni zawodowych (ok. 68% całego potencjału krajowego). Dalsze istotne obszary to przedsięwzięcia w (ii) sektorze bytowym (ok. 10% potencjału krajowego), przedsięwzięcia w (iii) elektrociepłowniach i ciepłowniach przemysłowych (ok. 10% potencjału krajowego) oraz przedsięwzięcia związane z rozwojem (iv) rozproszonych źródeł produkcji energii elektrycznej i ciepła (ok. 7% potencjału krajowego). Niżej scharakteryzowano zwięźle główne przedsięwzięcia o dodatnich kosztach redukcji w poszczególnych sektorach.

Sektor wytwarzania energii elektrycznej i ciepła

Jak wyżej podkreślono 85% całego potencjału redukcyjnego o dodatnich kosztach redukcji emisji należy do sektora wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Największy udział mają tu potencjalnie możliwe do wdrożenia przedsięwzięcia redukcyjne w elektroenergetyce zawodowej. Przedsięwzięcia te głównie związane są z wprowadzeniem technologii opartych na gazie ziemnym. Technologie te to głównie jednostki parowo-gazowe produkcji energii elektrycznej pracujące w podstawie obciążenia.

Potencjał związany z wprowadzeniem elektrowni jądrowych nie został aktywowany z powodu niższej ogólnogospodarczej konkurencyjności tych elektrowni. Dodatkowo, biorąc pod uwagę obecne obawy opinii publicznej przed możliwością skażenia promieniotwórczego w przypadku awarii elektrowni, nie uwzględniono możliwości realizacji tej opcji przed 2015 rokiem.

W elektrociepłowniach i ciepłowniach przemysłowych jako potencjalne przedsięwzięcia redukcyjne dominują również technologie związane z substytucją węgla kamiennego gazem ziemnym¹¹. Większą rolę odgrywają tu małej i średniej mocy układy skojarzonej produkcji energii elektrycznej (turbina gazowa) i ciepła (kocioł odzysknicowy).

Układy takie dominują również w zakresie potencjału związanego z rozwojem rozproszonych źródeł energii. W tym przypadku duże znaczenie mają również elektrociepłownie na biomasę pochodzącą z plantacji energetycznych oraz odpadową biomasę z leśnictwa i przemysłu drzewnego.

Sektor bytowy – mieszkalnictwo

Podstawową opcją redukcji o dodatnich kosztach jest tu termomodernizacja budynków, głównie w zakresie poprawy izolacyjności cieplnej zewnętrznych ścian budynków oraz wymiany stolarki budowlanej (okna, drzwi). Założono, że nie cały potencjał redukcyjny w tym zakresie zostanie uruchomiony w ramach scenariusza odniesienia. Założenie takie wynika z analizy doświadczeń zgromadzonych w okresie pierwszych trzech lat działania programu wspierania przedsięwzięć termomodernizacyjnych (1999-2001).

3. Analiza ograniczeń możliwości redukcji gazów cieplarnianych

Skala realistycznej redukcji emisji gazów cieplarnianych i wzrostu pochłaniania CO₂ wynika z uwarunkowań zasobowo-technicznych i ekonomicznych. Oznacza to, że redukcja emisji musi być technicznie możliwa do osiągnięcia (określa to techniczny potencjał redukcji), jak również musi być opłacalna w szerokim pojęciu systemowym i nie zagrażać konkurencyjności poszczególnych przedsiębiorstw i poziomowi życia ubogich grup ludności.

Generalnym ograniczeniem stosowania poszczególnych przedsięwzięć redukcji gazów cieplarnianych jest ich potencjał techniczny. Nie można na przykład zagospodarować więcej gazu wysypiskowego niż wynika to z ilości składowanych odpadów komunalnych. Drugie

¹⁰ oczywiście, jeśli uruchomienie określonych przedsięwzięć redukcyjnych uznane zostanie za celowe w ramach polityki klimatycznej

¹¹ w zakresie przedsięwzięć o dodatnich kosztach; modernizacje istniejących układów węglowych bez substytucji paliwowej są rentowne w warunkach scenariusza odniesienia

istotne ograniczenie stosowania niektórych przedsięwzięć redukcyjnych wynika z niemożności zmniejszenia poniżej określonego poziomu podaży niektórych nośników energii pierwotnej, charakteryzujących się wysokimi współczynnikami emisji gazów cieplarnianych. Dotyczy to przede wszystkim węgla kamiennego i brunatnego, których poziom produkcji i zużycia wynika z przyjętych programów rządowych¹², ograniczeń bilansowych w handlu zagranicznym, ograniczeń infrastrukturalnych sektora energetycznego, itp. Przy w miarę stabilnym¹³ zapotrzebowaniu na energię ogranicza to pole stosowania technologii energetycznych o mniejszej emisyjności GC, a w tym odnawialnych nośników energii. W tabeli nr 2 zostały przedstawione (ważniejsze) ograniczenia skali stosowania przedsięwzięć redukcji gazów cieplarnianych.

Tabela nr 2. Ważniejsze, uwzględnione przy modelowaniu, ograniczenia stosowania przedsięwzięć redukcji emisji i wzrostu wychwytu GC

Obszar redukcji gazów cieplarnianych	Ograniczenia dolne	Ograniczenia górne
Cały rozważany system	nie wprowadzano dolnych ograniczeń ogólnosystemowych	- zadane górne graniczne wartości emisji GC (wyrażone w CO _{2e}) zgodnie z założeniami poszczególnych wariantów obliczeniowych
Rozwój odnawialnych źródeł energii (OZE)	- wymagany przez Strategię rozwoju OZE udział energii odnawialnej w krajowym zużyciu energii i przy produkcji energii elektrycznej	- zasoby przyrodnicze (np.: wiatr, pływy wodne, ziemia pod uprawę roślin energetycznych, zasoby wód geotermalnych), - dostępna ilość odpadów i ścieków, - przyjęta maksymalna szybkość upowszechnienia technologii, - zapotrzebowanie na ciepło produkowane w skojarzeniu
Substytucja paliw stałych paliwami węglowodorowymi	nie wprowadzono ograniczeń	- minimalna produkcja węgla wg istniejących programów rozwojowych i restrukturyzacyjnych sektora węglowego, - maksymalny poziom podaży gazu przyjęty wg podpisanych kontraktów importowych i planów rozwoju wydobycia krajowego, - maksymalne tempo rozwoju sieci dystrybucyjnej gazu ziemnego
Poprawa efektywności wykorzystania energii w przemyśle	Dolny poziom poprawy efektywności wykorzystania w przemyśle: - energii elektrycznej o 23% do roku 2020 - paliw i ciepła - o 11% do roku 2020	Górny poziom poprawy efektywności wykorzystania w przemyśle: - energii elektrycznej o 33% do 2020 roku - paliw i ciepła - o 20% do roku 2020
Poprawa efektywności wykorzystania energii elektrycznej w gospodarstwach domowych	nie wprowadzono ograniczeń - stopniowo rośnie wyposażenie mieszkań w sprzęt AGD (a także liczba mieszkań) - nowe standardowe lodówki i zmywarki oszczędzają średnio 5% energii. Nowe standardowe pralki oszczędzają 20% energii.	- oświetlenie - maksymalnie 65% świetlówek kompaktowe - lodówki - maksymalnie 70% energooszczędnych (54% zużycia nowej standardowej) - pralki - maksymalnie 70% energooszczędnych (82% zużycia nowej standardowej) - zmywarki - w 2020 roku 30% mieszkań wyposażonych, z tego 70% energooszczędne (63% zużycia nowej standardowej)
Poprawa efektywności wykorzystania energii do	Zmniejszenie zużycia: - 152 PJ energii finalnej rocznie w zabudowie jednorodzinnej i	Zmniejszenie zużycia: - 268 PJ energii finalnej rocznie w zabudowie jednorodzinnej i - 217 PJ energii finalnej rocznie w zabudowie

¹² Uwzględniono możliwość znaczącego ograniczenia produkcji węgla, jednakże w granicach wyznaczonych możliwościami adaptacyjnymi lokalnych rynków pracy.

¹³ Stabilizacja zapotrzebowania na energię wynika z mającej miejsce poprawy efektywności jej wykorzystania, która to poprawa kompensuje ekstensywny wzrost zużycia energii towarzyszący wzrostowi gospodarczemu.

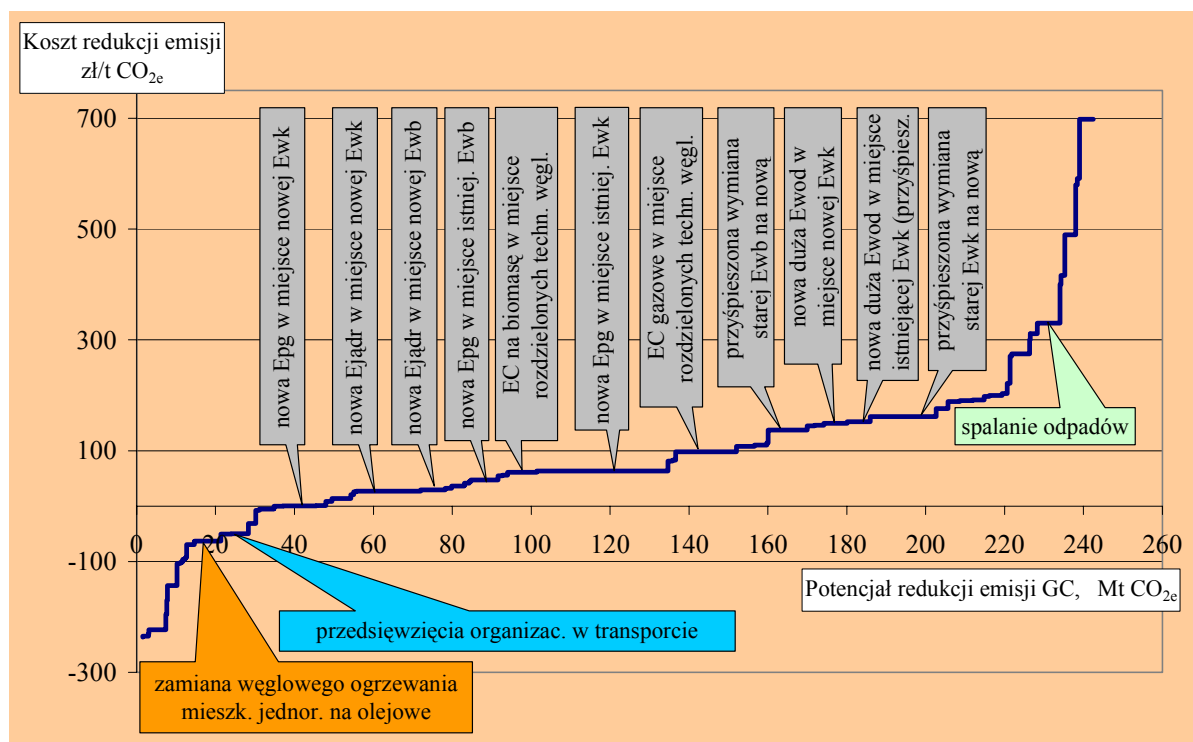
ogrzewania budynków	- 124 PJ energii finalnej rocznie w zabudowie wielorodzinnej w 2020 roku	wielorodzinnej w 2020 roku
Rozwój energetyki jądrowej	nie wprowadzono ograniczeń	- wykluczono możliwość stosowania tej opcji redukcji GC
Produkcja żelaza i stali	- Modernizacja wszystkich wielkich pieców połączona z zastąpieniem pyłem węglowym 30% koksu używanego w tym procesie, - 98% stali uzyskiwanej w procesie ciągłego odlewania stali Ponad 4 PJ oszczędności energii rocznie (ponad 30PJ koksu metalurgicznego zastąpione węglem)	Dodatkowo do przedsięwzięć określających dolne ograniczenie: - maksymalne wykorzystanie energii zawartej w gazach hutniczych, - odzysk ciepła na wszystkich etapach produkcji - minimalizacja zużycia energii elektrycznej w piecach i w procesach końcowej obróbki Oszczędności sięgają 24 PJ energii finalnej rocznie w 2020 roku, w tym ponad 600 MWh energii elektrycznej i ponad 100 mln m ³ gazu ziemnego
Produkcja cementu i wapna	Zmniejszenie emisji o 0,8 miliona ton CO ₂ rocznie przez: - poprawę efektywności blisko w połowie istniejących zdolności produkcyjnych, - zastąpienie 20% zdolności produkcyjnych metody mokrej metoda suchą	Zmniejszenie emisji o 2,5 miliona ton CO ₂ rocznie przez: - poprawę efektywności wszystkich istniejących zdolności produkcyjnych, - zastąpienie 100% zdolności produkcyjnych metody mokrej metoda suchą - maksymalne wykorzystanie odpadów w procesie wypału klinkieru - odzysk ciepła odpadowego i optymalizacja procesów mielenia we wszystkich obiektach
Produkcja i dystrybucja paliw (lotna emisja CH ₄)	nie wprowadzono ograniczeń	wynika ze skali produkcji i dostępności technologii niskoemisyjnych
Gospodarka odpadami	jak dla OZE	jak dla OZE
Pochłanianie CO ₂ przez lasy	nie wprowadzono ograniczeń	- przyśpieszona realizacja Krajowego Programu Zwiększenia Lesistości (KPZL) – cały program do 2020 r.

4. Przedsięwzięcia w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych

Zidentyfikowano w gospodarce ok. 90 przedsięwzięć skutkujących w sposób bezpośredni lub pośredni redukcją emisji gazów cieplarnianych. Większość przedsięwzięć dotyczy procesów produkcyjno-technologicznych realizowanych w sektorach gospodarczych wnoszących szczególnie istotny wkład w krajową emisję gazów cieplarnianych – sektorze energetycznym i paliwowym, przemyśle wytwórczym, gospodarstwach domowych, transporcie, gospodarce odpadami. Największy potencjał redukcyjny związany jest z sektorem produkcji energii elektrycznej i ciepła. Uwzględniono również przedsięwzięcia w obszarze racjonalizacji użytkowania energii elektrycznej i ciepła, które w sposób pośredni przyczyniają się do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych w sektorze energetycznym. Analizą objęto również sektor leśnictwa, gdyż lasy powodują znaczący wychwyt CO₂ z atmosfery. Dokonano charakterystyki technicznej i ekonomicznej zidentyfikowanych przedsięwzięć redukcyjnych.

Sumaryczny potencjał redukcyjny zidentyfikowanych przedsięwzięć oceniono na ok. 250 mln t CO_{2e}. Jednakże potencjał ten nie może być wykorzystany w całości w praktyce, gdyż niektóre przedsięwzięcia wykluczają się wzajemnie. Koszt większości przedsięwzięć (do ok. 70% całkowitego potencjału redukcji emisji) nie przekracza 150 zł'99/tCO_{2e} (w cenach 1999 roku). Część przedsięwzięć (ok. 15% całkowitego potencjału redukcji emisji) charakteryzuje się ujemnymi kosztami, czyli są to przedsięwzięcia opłacalne dla potencjalnych inwestorów w obecnych warunkach rynkowych.

Charakterystyka ta umożliwiła modelowe odwzorowanie redukcji emisji i wzrostu pochłaniania gazów cieplarnianych w ujęciu systemowym – przy uwzględnieniu powiązań występujących w ramach całego systemu energetycznego kraju. Oszacowanie tego systemowego potencjału redukcji wykonano przy pomocy modelu, zadając w nim coraz to wyższe ograniczenia systemowej emisji gazów cieplarnianych. Ta symulacja modelowa pokazała, że przy 40% skali redukcji emisji (co odpowiada redukcji ok. 90 mln t CO_{2e} od jej obecnego poziomu) koszty tej redukcji (przy zachowaniu ograniczeń strukturalnych wg obecnej polityki państwa) wzrastają krańcowo do ok. 220 zł'99/tCO_{2e}. W załączniku nr 1 zostały przedstawione analizy kosztów redukcji gazów cieplarnianych dla wybranych sektorów (produkcji energii elektrycznej i wykorzystania odnawialnych źródeł energii).



Rys. 2. Krzywa kosztów i potencjałów redukcji emisji GC dla 2020 r. otrzymana metodą analizy indywidualnych przedsięwzięć redukcyjnych – *podjęcie fragmentaryczne*. Zaznaczone przedsięwzięcia o potencjale redukcyjnym >5mln t CO_{2e}/a obejmują ok. 59% zidentyfikowanego potencjału krajowego.

5. Opracowanie prognoz emisji gazów cieplarnianych w Polsce do roku 2020 – scenariusze odniesienia

Zdefiniowano dwa makroekonomiczne scenariusze odniesienia, które różnią się tempem rozwoju gospodarczego. Scenariusz (*ODN-W*) o stosunkowo wysokim (4,0%/a) tempie wzrostu PKB oparto, możliwie wiernie, na istniejących dokumentach określających politykę gospodarczą Rządu oraz aktach prawnych, które mają istotny związek z przyszłymi emisjami GC. Scenariusz (*ODN-N*) o niższym (2,3%/a) tempie wzrostu PKB zbudowano przy założeniu, że nie uda się w pełni zrealizować politycznych założeń rządowych.

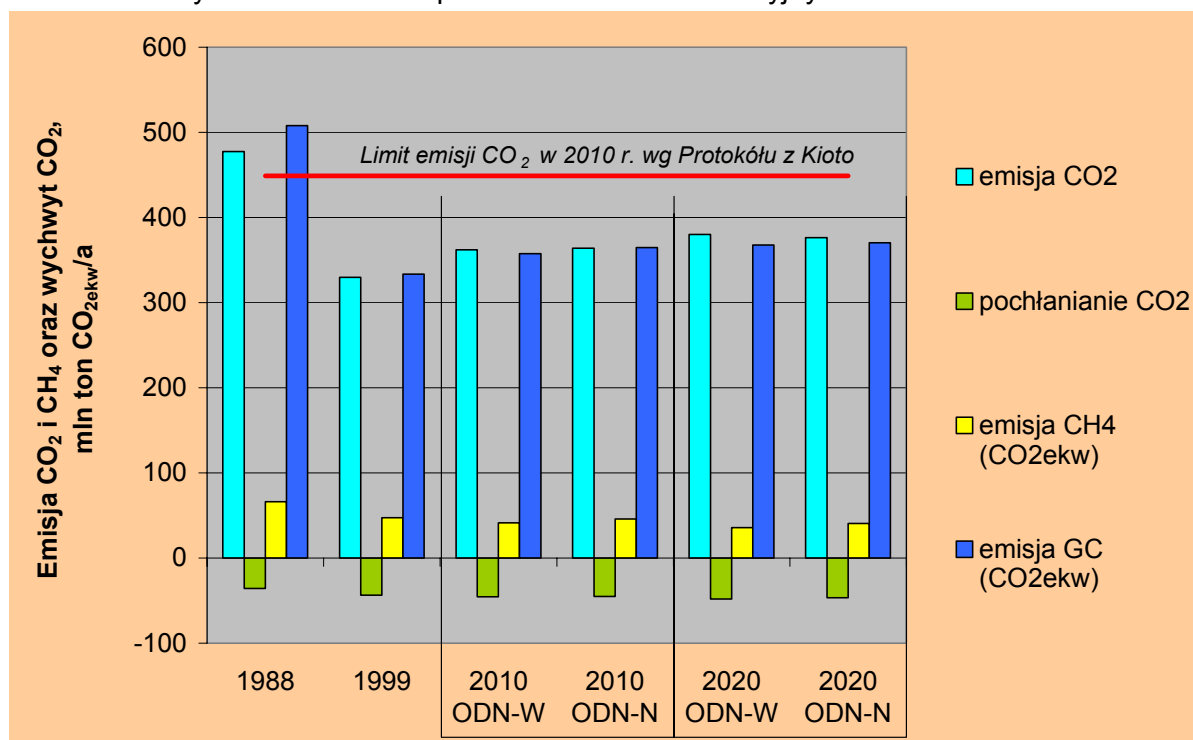
W obu scenariuszach odniesienia emisja gazów cieplarnianych netto (z uwzględnieniem emisji CO₂ metanu oraz pochłaniania CO₂ przez lasy) wyrażona w ekwiwalentnej emisji CO₂, kształtuje się na podobnym poziomie 357-365 mln ton CO_{2e} w 2010 r. (w porównaniu z 334 mln w 1999 r.). Poziom ten odpowiada ok. 30% redukcji względem emisji roku bazowego 1988. Wykracza to znacząco ponad 6% poziom zobowiązań redukcyjnych wg Protokołu z Kioto.

W 2020 r. wyliczona emisja GC netto sięga 368-370 mln ton CO_{2e}. Odpowiada to 28-27% redukcji emisji z 1988 r.

Jeśli rozważa się poszczególne gazy osobno, redukcja emisji CO₂ jest niższa i osiąga 20% emisji roku 1988 w roku 2020, zaś redukcja emisji metanu jest wyższa i sięga ok. 40% w ramach scenariuszy odniesienia.

Ponad 20% redukcję emisji gazów cieplarnianych (względem emisji roku bazowego 1988) osiąga się zatem w ramach odniesienia, bez wdrażania dodatkowej polityki klimatycznej. Redukcja 20% wykracza znacząco ponad zobowiązania z Kioto (6% redukcji względem 1988). Dlatego polityka klimatyczna nakierowana jest na uprawdopodobnienie osiągnięcia redukcji gazów cieplarnianych określonej dla scenariusza odniesienia oraz na ewentualne pogłębienie skali redukcji.

W celu lepszego rozpoznania kosztów i możliwości głębszej redukcji emisji niż będąca efektem realizacji scenariuszy odniesienia przeanalizowano scenariusze prowadzące do uzyskania od 2010 r. 60% emisji ekwiwalentnej CO₂ z roku bazowym 1988 (40% redukcja). W analizach wyróżniono również pośredni 30% cel redukcyjny.



Rysunek 3. Scenariusze odniesienia – emisja gazów cieplarnianych

6. Strategie redukcji emisji gazów cieplarnianych w Polsce do roku 2020

W trzech scenariuszach (założenia dla scenariuszy zostały przedstawione w załączniku nr 2) redukcji emisji gazów cieplarnianych zostały odwzorowane różne „warianty realizacyjne” polityki klimatycznej:

- **REDUKCYJNY SCENARIUSZ ODNIESIENIA:** redukowanie emisji gazów cieplarnianych w warunkach utrzymania głównych struktur gospodarczych, zgodnie z obecnie obowiązującymi założeniami polityki państwa (największe znaczenie ma założenie utrzymania aktywności sektora węglowego na poziomie wyznaczonym w oparciu o Rządowy program reformy górnictwa węgla kamiennego – przyjęto 100-65 mln ton wydobycia i utrzymania produkcji energii elektrycznej na węglu brunatnym na obecnym poziomie do 2020 r.), ale bez wymuszenia wymaganego przez Strategię energetyki odnawialnej 14% udziału OZE w bilansie energetycznym roku 2020,

- REDUKCYJNY SCENARIUSZ RYNKOWY: polityka realizowana w warunkach uwolnionego rynku energii - zwolnienie ograniczeń strukturalnych, w tym również brak wymuszenia 14% udziału OZE w bilansie energetycznym roku 2020,
- REDUKCYJNY SCENARIUSZ EKOLOGICZNY: polityka realizowana w warunkach zwolnienia ograniczeń strukturalnych, ale z wymuszeniem wymaganego przez Strategię energetyki odnawialnej 14% udziału OZE w bilansie energetycznym roku 2020.

Zasady doboru instrumentów polityki klimatycznej

Przeprowadzone badania modelowe pokazały, że kluczowe znaczenie dla osiągnięcia pogłębionej redukcji emisji gazów cieplarnianych ma uwolnienie struktur gospodarczych od wymuszeń politycznych. Dotyczy to przede wszystkim rozwiązań w zakresie sektora energetycznego. Zarówno wymuszenie produkcji węgla na poziomie zbliżonym do obecnego jak i wymuszenie udziału odnawialnych źródeł energii (OZE) w zużyciu energii pierwotnej na poziomie proponowanym przez Strategię energetyki odnawialnej, prowadzi do znaczącego wzrostu kosztów redukcji emisji GC. W warunkach gospodarki wolnej od ww. wymuszeń politycznych 40% redukcję emisji GC można osiągnąć przy niewielkich dodatkowych kosztach bezpośrednich (mogą się jednak wtedy pojawić dodatkowe koszty społeczne wynikające np. z traconych miejsc pracy). Dlatego, zasady doboru instrumentów stymulujących redukcję emisji muszą być zróżnicowane w zależności od tego, która z sytuacji będzie realizowana tych dwóch wyróżnionych wyżej sytuacji.

Pomimo tego zróżnicowania, wspólnym elementem łączącym obie wyróżnione sytuacje jest potrzeba jak najwcześniejszego wprowadzenia systemu handlu zbywalnych uprawnień do emisji gazów cieplarnianych dla dużych emitatorów. Ten instrument rynkowy może obejmować swym działaniem ponad 50% krajowej emisji GC.

System handlu emisjami jest lepszym alternatywnym instrumentem względem wprowadzenia opłat od emisji dla dużych emitatorów. Dlatego nie przewiduje się wprowadzenia opłat emisyjnych jako instrumentu polityki klimatycznej.

Rozproszone źródła emisji muszą być stymulowane instrumentami finansowo-fiskalnymi w sposób zróżnicowany dla poszczególnych sytuacji scenariuszowych, jeśli uznane to zostanie za niezbędne. Elementem łączącym wszystkie sytuacje jest również stosowanie instrumentów wspomagających polityki klimatycznej.

Dobór instrumentów przy usztywnionych strukturach sektora energetycznego

Sytuacja usztywnienia struktur może występować w dwóch wariantach:

1. podtrzymania wysokiej aktywności sektora węglowego (utrzymanie wydobycia na poziomie wyższym od 65 mln. ton aż do 2020 r.),
2. wymogu zwiększenia udziału OZE do 2020 r. do 14% zużycia energii pierwotnej.

W badaniach nie wzięto pod uwagę możliwości stosowania obu ww. wymuszeń łącznie, bo jest to rozwiązanie wewnętrznie sprzeczne.

Wariant węglowy

Efektywność handlu emisjami jest w tym przypadku ograniczona skalą możliwej substytucji węgla paliwami węglowodorowymi i odnawialnymi źródłami energii. Wymuszenie znaczącej redukcji emisji ponad poziom, który jest osiągany w ramach scenariusza odniesienia (ok. 24% w 2020) zagraża konkurencyjności producentów energii elektrycznej i ciepła. W tej sytuacji jedynie 30% cel redukcyjny wydaje się realny do osiągnięcia. Uważać można za dopuszczalne objęcie dużych emitatorów (>20MWh) systemem handlu emisjami z wprowadzeniem 30% pułapu redukcyjnego (względem emisji 1988).

W przypadku emitatorów rozproszonych, dla osiągnięcia redukcji emisji o 6 pkt. % ponad sytuację scenariusza odniesienia, należy zlikwidować bariery wdrożeniowe dla efektywnych

kosztowo przedsięwzięć redukcyjnych. Wykorzystać w tym celu należy kompletne spektrum instrumentów wspomagających.

Po 2010 r. rozważać można zastosowanie wobec tej grupy również podatku węglowego na niskim poziomie z jednoczesnym wykorzystaniem wpływów budżetowych z tego podatku na zmniejszenie obciążeń podatkowych płatników o niskich dochodach. W ten sposób ochroni się rodziny słabe ekonomicznie przed obniżeniem poziomu życia.

Wariant odnawialnych źródeł energii (OZE)

W warunkach wymuszenia 14% udziału OZE polityka klimatyczna zmajoryzowana jest tym wymogiem. Spełnienie wymaganego rozwoju OZE jest prawie jednoznaczne z osiągnięciem 40% redukcji emisji GC. W tych warunkach, system handlu zbywalnymi uprawnieniami do emisji GC proponuje się połączyć z systemem handlu zbywalnymi zobowiązaniami do wykorzystywania OZE przy produkcji energii elektrycznej i ciepła. Sprawą niezależnych badań jest konstrukcja takiego systemu. Trzeba mieć na uwadze, że osiągnięcie 14% udziału OZE wiąże się z dużymi kosztami i zagraża utratą konkurencyjności przedsiębiorstw sektora energetycznego.

Wymuszenie zwiększonego użytkowania OZE na rozproszonych użytkownikach energii odbywać się może poprzez wprowadzenie podatku węglowego na umiarkowanym poziomie i zawrócenie wpływów z podatku na subsydia przyznawane inwestorom w przedsięwzięcia OZE, szczególnie w celu rozwoju upraw energetycznych i wytwarzania biopaliwa. W tym przypadku podatek należałoby wprowadzić stosunkowo wcześniej – ok. 2005 r. aby osiągnąć pośredni cel 7,5% OZE w 2010 r.

Tu również należy w jak najszerszym zakresie wykorzystywać instrumenty wspomagające dla likwidacji barier rynkowych wdrożenia efektywnych kosztowo przedsięwzięć redukcyjnych. Należy również objąć promocją i szeroką akcją informacyjno edukacyjną odnawialne źródła energii.

Dobór instrumentów przy uwolnionych struktur sektora energetycznego

W warunkach liberalnego rynku energii i wolnego od wymuszeń politycznych sektora energetycznego należy się spodziewać znaczącej substytucji węgla gazem ziemnym i mniejszego udziału OZE niż to zakłada Strategia energetyki odnawialnej.

Przy uwolnionych strukturach sektora energetycznego system handlu emisjami nie powoduje w warunkach polskich ponoszenia dodatkowych kosztów dla osiągnięcia redukcji emisji GC na poziomie 40%. Można nawet postawić 45% pułap redukcyjny w systemie handlu emisjami dla zmniejszenia skali wymuszenia redukcji emisji instrumentami fiskalnymi zastosowanymi wobec rozproszonych użytkowników energii. Podatek węglowy mógłby być wprowadzony dla tej grupy po 2010 r. na umiarkowanym poziomie. Wpływy z podatku winny być zawrócone w postaci złagodzenia obciążeń podatkiem dochodowym niskozarabiających. Ponadto, liberalny rynek energii powinien sprzyjać utrzymywaniu cen paliw i energii na stosunkowo niskim poziomie. Warto jednak podkreślić, że substytucja paliw stałych zwiększonym zużyciem gazu, odpowiadająca w głównym stopniu za ograniczenie emisji GC w tym scenariuszu może prowadzić do dodatkowych kosztów ogólnogospodarczych. Koszty te mogą być związane ze wzrostem importu paliw i urządzeń oraz ograniczeniem produkcji krajowej w przemyśle górniczym i urządzeń energetycznych. Efektem może być także utrata dodatkowych miejsc pracy.

7. Wyniki analiz

1. Przeprowadzona analiza scenariuszy odniesienia wykazała znaczne prawdopodobieństwo osiągnięcia przez Polskę przy kontynuacji obecnej polityki ok. 30% redukcji emisji GC w stosunku do emisji z 1988 r. (wg obecnie dostępnych wyników inwentaryzacji). Taka skala redukcji znacząco przekracza wymagania Polski zapisane w Protokole z Kioto, wynoszące 6% redukcji emisji.

2. Konieczna jest weryfikacja wielkości emisji z 1988 r (może to wpłynąć na zmniejszenie zapasu jaki posiada Polska w stosunku do uzgodnionego w Kioto poziomu 6% redukcji).
3. Dodatkowe analizy wykazały, że możliwe jest uzyskanie w Polsce 40% redukcji emisji gazów cieplarnianych (GC) w 2020 r. (względem emisji roku bazowego 1988), jednakże ogólnosystemowe koszty redukcji emisji bardzo istotnie zależą od bezwładności istniejących struktur społeczno-gospodarczych, a w tym od stopnia interwencjonizmu państwowego w sektorze energetycznym:
 - a) Osiągnięcie 40% redukcji emisji w ramach polityki klimatycznej realizowanej przy utrzymaniu dotychczasowych planów produkcji węgla krajowego (REDUKCYJNY SCENARIUSZ ODNIESIENIA) wymaga poniesienia dodatkowych kosztów w gospodarce w wysokości ok. 17 mld zł (jest to dodatkowy koszt redukcji emisji występujący w całym badanym okresie do 2020 r. wyrażony w cenach '99 aktualizowany na rok bazowy 10% stopą dyskonta).
 - b) Poprzez wdrożenie odpowiednich instrumentów polityki klimatycznej (głównie systemu handlu uprawnieniami emisyjnymi) w warunkach działania nieskrępowanego rynku energii, bez dotychczasowych subsydiów do węgla krajowego (REDUKCYJNY SCENARIUSZ RYNKOWY) można osiągnąć 40% redukcję emisji GC nie ponosząc dodatkowych kosztów netto w sektorze energetycznym.
 - c) Osiągnięcie do roku 2020 postulowanego przez *Strategię energetyki odnawialnej* 14% udziału OZE w bilansie energetycznym (REDUKCYJNY SCENARIUSZ EKOLOGICZNY) prowadzi jednocześnie do ok. 35% redukcji emisji GC względem sytuacji scenariusza odniesienia ODN-W, w którym udział OZE wynosił tylko 3,7%. Osiągnięcie w tych warunkach 40% redukcji emisji wymaga poniesienia dodatkowych kosztów w gospodarce, w wysokości ok. 9,5 mld zł (jest to dodatkowy koszt występujący w całym badanym okresie do 2020 r. wyrażony w cenach '99 aktualizowany na rok bazowy 10% stopą dyskonta). Ten koszt można w przybliżeniu traktować jako koszt realizacji Strategii energetyki odnawialnej – czyli osiągnięcia 14% udziału OZE do 2020 r.
4. W ramach REDUKCYJNEGO SCENARIUSZA RYNKOWEGO (uwolniony rynek energii) przeprowadzono badanie czułości systemu energetycznego kraju na wymuszenie redukcji emisji GC instrumentami polityki klimatycznej. Zbadano następujące sytuacje:
 - a) wprowadzenie w latach 2015-2020 krajowych limitów emisji CO₂ i CH₄ odpowiadających redukcji emisji ekwiwalentu CO₂ w stosunku do poziomu z 1988 roku o 35, 40, 45 i 50% (ta symulacja modelowa odwzorowała powszechny handel uprawnieniami emisyjnymi),
 - b) wprowadzenie od 2010 roku opłat emisyjnych dla emitorów o mocy powyżej 20 MW w wysokości 10, 20, 50, 100 i 200 zł'99/t CO₂e,
 - c) wprowadzenie od 2010 roku powszechnego podatku węglowego na paliwa kopalne w wysokości 25, 50, 100, 200, 400 i 800 zł'99/t C.
5. Z przeprowadzonych badań czułościowych można wyciągnąć następujące wnioski:
 - a) najbardziej efektywnym ekonomicznie instrumentem polityki klimatycznej, w warunkach uwolnionego rynku energii, okazał się krajowy system handlu zbywalnymi uprawnieniami do emisji GC;
 - b) instrumentem powodującym w sposób bezpośredni wzrost cen paliw i wzrost kosztów funkcjonowania sektora energetycznego jest powszechny podatek węglowy; jego stosowanie implikuje wzrost cen energii elektrycznej i ciepła, wprowadza impuls inflacyjny do gospodarki i stanowi zagrożenie dla budżetów rodzinnych;

- c) wszystkie analizowane instrumenty silnie oddziałują na strukturę zużywanej energii pierwotnej. Zwiększenie ograniczeń limitów emisji, podnoszenie opłat za emisję dla dużych emitorów, bądź wprowadzanie coraz wyższych podatków węglowych powoduje powiększanie zakresu substytucji paliw stałych gazem ziemnym w energetyce zawodowej i przemysłowej. Ponadto podatek węglowy wpływa na sektor bytowy, handel i usługi zmniejszając zużycie paliw stałych na rzecz gazu ziemnego i paliw płynnych. Instrumenty stymulujące redukcję emisji jak np. handel emisjami, limity i podatek węglowy, zwiększają zapotrzebowanie na energię odnawialną.
6. W oparciu o wyniki badań czułości systemu na działanie instrumentów polityki klimatycznej oraz dodatkowe analizy jakościowe - dobrano i scharakteryzowano zestaw instrumentów dla osiągnięcia zamierzonego 40% celu redukcyjnego w perspektywie 2020 r. Wyróżnić można następujące główne wnioski dotyczące tego instrumentarium:
- a) Handel uprawnieniami do emisji GC okazał się najbardziej efektywnym instrumentem redukcji emisji. Instrument ten powinien być wprowadzony przede wszystkim w sektorze energetycznym, w którym występują duże źródła emisji, bowiem dla takich źródeł można szybko stworzyć efektywny i relatywnie tani system monitoringu handlu.
- b) Sam system handlu emisjami dla dużych źródeł emisji nie jest instrumentem wystarczającym dla osiągnięcia 40% redukcji emisji gazów cieplarnianych w kraju do 2020 r. Osiągnięcie tego celu wymaga wprowadzenia po 2010 r. również innych instrumentów stymulujących redukcję emisji gazów cieplarnianych. Rozważyć należałoby wprowadzenie instrumentów finansowych (podatek węglowy, opłaty emisyjne na umiarkowanym poziomie) w celu aktywizowania przedsięwzięć redukcyjnych realizowanych przez rozproszonych użytkowników energii.
- c) Wprowadzenie restrykcyjnych instrumentów finansowo fiskalnych umożliwiłoby również osiągnięcie istotnego wzrostu udziału OZE w bilansie energii oraz aktywizację lokalnych źródeł energii. Środki pozyskane z podatków i opłat powinny być wykorzystane na stworzenie systemu zachęt finansowych (subwencje celowe, kredyty preferencyjne) do inwestowania w OZE (głównie plantacje upraw energetycznych oraz małe lokalne elektrociepłownie i ciepłownie na biomasę).
- d) Alternatywą dla wprowadzenia instrumentów fiskalnych po 2010 r. są instrumenty regulacyjne lub rynkowe (jak np. nakazowe ograniczenie wykorzystywania węgla w gospodarstwach domowych, realistyczny wymóg prawny udziału OZE w rynku energii, czy też wprowadzenie systemu „zielonych certyfikatów”).
- e) Wszystkie rozważane scenariusze redukcji emisji GC wymagają wdrożenia, w jak najszerszym zakresie, instrumentów wspomagających w postaci kampanii informacyjnych, programów edukacyjnych, programów badawczo-rozwojowych, demonstracyjnych projektów pilotowych, itp.
7. Przeprowadzona symulacja kosztów i korzyści związanych z wykorzystaniem przez Polskę instrumentów elastycznych z Kioto wskazuje na celowość ich wykorzystania. Zakres możliwych do osiągnięcia korzyści oszacowano na 3,2 mld USD w pięcioleciu 2008-2012, przy założeniu sprzedaży 100% posiadanego nadmiaru redukcyjnego po cenie 5 USD/tCO_{2e}.
Biorąc jednak pod uwagę dużą skalę niepewności symulacji modelowych i jeszcze większą niepewność co do rozwoju sytuacji na międzynarodowym rynku handlu emisjami GC (cena jednostki emisji) i co do limitów emisji w drugim okresie zobowiązań, należy ostrożnie podchodzić do wczesnego wyzbywania się posiadanego zapasu redukcyjnego.
8. Makroekonomiczne skutki realizacji scenariuszy redukcji emisji GC zależą nie tylko od systemowych kosztów realizacji tych scenariuszy (liczonych względem scenariusza

odniesienia), ale również od innych czynników, jak np.: zmiany nakładów inwestycyjnych, salda eksportowo-importowego w handlu paliwami i energią, sytuacji na rynku pracy (bezrobocie oraz wydatki na aktywizację zawodową bezrobotnych), dodatkowej inflacji generowanej wzrostem cen energii oraz przychodów ze sprzedaży za granicę zbywalnych uprawnień emisyjnych. Wykonana ocena implikacji makroekonomicznych objęła analizę wpływu powyższych czynników na odchylenie dynamiki PKB od założonej wyjściowej trajektorii scenariusza odniesienia ODN-W. Oceniono, że makroekonomiczne konsekwencje 40% redukcji emisji GC, wyrażone poprzez wpływ zastosowanych w gospodarce instrumentów polityki klimatycznej, na tempo wzrostu gospodarczego byłyby podobne dla scenariusza uwolnionego rynku energii i wymuszenia 14% udziału OZE. W obu przypadkach można się spodziewać nieznacznego impulsu recesyjnego (na poziomie 0,2 pkt. % PKB - zwłaszcza w drugiej dekadzie – lata 2010-2020) generowanego znaczącym wysiłkiem redukcyjnym. Do tego oszacowania należy podchodzić z ostrożnością, gdyż jest ono metodycznie trudne, a możliwy błąd rachunku jest znaczący.

9. Otrzymane wyniki zostały zweryfikowane międzynarodową analizą porównawczą. Analiza ta wskazuje, że otrzymane prognozy emisji gazów cieplarnianych dla Polski, nawet przy 40% redukcji emisji tych gazów, mieszczą się w obszarze prawdopodobnych, przyszłych emisji wyznaczonych na podstawie aktualnych trendów międzynarodowych.

8. Rekomendacje wynikające z przeprowadzonych analiz

Z przeprowadzonych analiz wynikają następujące podstawowe rekomendacje dla wyboru i sposobu realizacji strategii redukcji emisji gazów cieplarnianych w Polsce:

1. Biorąc pod uwagę wyniki analiz wykazujące możliwość osiągnięcia przez Polskę w 2010r. ok. 30% redukcji emisji GC w stosunku do emisji z 1988 r (w zestawieniu z 6% redukcji wymaganymi od Polski) należy stwierdzić że nie ma obecnie racjonalnych przesłanek do wdrażania dodatkowych działań mających na celu redukcje emisji GC ponad te działania, które zostały wdrożone dotychczas.
2. Opracować inwentaryzacje emisji gazów cieplarnianych za rok 1988 wg nowych wytycznych (należy udokumentować emisje dla roku bazowego – 1988 w sposób akceptowany przez gremia międzynarodowe).
3. Ze względu na posiadaną przez Polskę potencjalną nadwyżkę redukcji emisji GC działania Polski powinny się koncentrować na zagwarantowaniu prawa Polski do tej nadwyżki w negocjacjach akcesyjnych z UE oraz do popierania tych rozwiązań międzynarodowych, które pozwolą Polsce uzyskać bezpośrednio korzyści z ich sprzedaży (dla Polski najkorzystniejsze jest wdrożenie międzynarodowego systemu handlu emisjami GC).
4. Przeprowadzone analizy wykazały, że w Polsce możliwe jest osiągnięcie 40 % redukcji emisji GC do 2020 r. względem emisji roku bazowego 1988. Ta skala redukcji wymaga już jednak poniesienia dodatkowych kosztów, których wysokość zależy w dużym stopniu od prowadzonej polityki energetycznej i preferencji dla rozwoju OZE.
5. Warunkiem niezbędnym osiągnięcia 40% redukcji emisji po uzasadnionych ekonomicznie kosztach, jest uwolnienie struktur gospodarczych skutkujące znaczącym zmniejszeniem wydobycia węgla kamiennego i brunatnego.
6. Osiągnięcie 40% redukcji emisji GC wymaga uruchomienia pakietu działań, zależnego od realizowanej polityki energetycznej. Podstawowe rekomendacje odnośnie doboru instrumentów realizacji takiej strategii zależnie od rozwoju sytuacji energetycznej są następujące:

- a) Przy realizacji polityki klimatycznej należy przede wszystkim wykorzystywać instrumenty rynkowe (handel emisjami, „zielone certyfikaty”) gdyż wiążą się one z najmniejszymi kosztami osiągnięcia zamierzonego celu redukcyjnego. Biorąc pod uwagę potencjalne korzyści dla kraju związane z niższym poziomem emisji GC - należy niezwłocznie (najpóźniej do 2005 r.) stworzyć w Polsce system handlu zbywalnymi uprawnieniami do emisji tych gazów. Przy tworzeniu takiego systemu należy uwzględnić inicjatywę Unii Europejskiej stworzenia unijnego systemu handlu emisjami GC. Upodobnienie rozwiązań polskich i unijnych jest wskazane ze względu na bliski termin planowanego przystąpienia Polski do Unii Europejskiej.
 - b) Nie zaleca się stosowania instrumentów fiskalnych i finansowych przed rokiem 2010. Ewentualne zastosowanie tych instrumentów po tym terminie należy uzależnić od przyjętych limitów emisyjnych w drugim okresie zobowiązań (konieczność osiągnięcia pogłębionej redukcji emisji GC), uregulowań wewnętrznych powiększonej już Unii Europejskiej w zakresie podziału obciążeń redukcyjnych oraz rozwoju sytuacji na międzynarodowym rynku handlu uprawnieniami emisyjnymi. Już obecnie, przy negocjacjach i podejmowaniu decyzji o odległych skutkach należy minimalizować skalę potrzebnych w przyszłości finansowych instrumentów restrykcyjnych polityki klimatycznej, gdyż stanowią one zagrożenie dla budżetów domowych rodzin ubogich.
 - c) Rozwój odnawialnych źródeł energii (OZE) sprzyja redukcji emisji GC i powoduje szereg korzystnych efektów synergicznych w gospodarce przy wysokich bezpośrednich kosztach produkcji energii. W Polsce, ze względów gospodarczych i społecznych, winien on być przede wszystkim nakierowany na szeroki rozwój upraw energetycznych, produkcję biomasowych paliw stałych oraz ciekłych biopaliw silnikowych. Jednakże cele przyjęte w Strategii energetyki odnawialnej - osiągnięcie 7,5% i 14% udziału energii odnawialnej w zużyciu energii pierwotnej odpowiednio do 2010 i 2020 r., są trudne do osiągnięcia i kosztowne w polskich uwarunkowaniach gospodarczych i przyrodniczych. Dlatego należy rozważyć zasadność pewnego obniżenia celów Strategii energetyki odnawialnej. Przeprowadzona przykładowa symulacja modelowa wykazała, że obniżenie wymaganego udziału OZE z 14 do 12 % w 2020 r. powoduje zmniejszenie dodatkowych (względem scenariusza odniesienia) kosztów systemu energetycznego z ok. 9,5 do 4,5 mld zł (koszt w cenach '99aktualizowany 10% stopą dyskonta) i zmniejszenie efektów redukcji emisji GC (liczonych względem emisji roku bazowego 1988) o ok. 2 pkt. %. Średni systemowy koszt redukcji emisji GC wyrażony w zł'99/tCO_{2e} spada przy tym ok. dwukrotnie. Wyniki symulacji modelowych dowodzą nieliniowej zależności kosztów systemowych i efektów redukcyjnych od skali wymaganego udziału OZE. Mimo tak przekonujących argumentów przemawiających za celowością pewnej rewizji celów Strategii energetyki odnawialnej ostateczne decyzje w tej sprawie należy podejmować z wielką rozwagą uwzględniając ogólnogospodarcze i społeczne korzyści związane z rozwojem energetyki odnawialnej w Polsce.
 - d) Niezwłocznie i w szerokim zakresie należy wdrożyć kompletne spektrum instrumentów wspomagających w postaci kampanii informacyjnych, programów edukacyjnych, programów badawczo-rozwojowych, demonstracyjnych projektów pilotażowych itp. w celu likwidacji infrastrukturalnych, informacyjnych i świadomościowych barier redukcji emisji GC osiąganą drogą prawidłowego działania mechanizmów rynkowych.
7. Wdrożenie instrumentów, opisanych w punkcie 6, w celu osiągnięcia 40% redukcji emisji GC będzie uzasadnione tylko wtedy, gdy w wyniku nowej tury negocjacji dojdzie do ustalenia dla Polski wiążących zobowiązań redukcji emisji na dalsze lata (po roku 2012) lub wtedy, gdy zacznie działać międzynarodowy handel emisjami GC i cena jednostki redukcji na tym rynku będzie przekraczać koszty dodatkowej redukcji emisji w Polsce.

**Opracowano w Departamencie Polityki Ekologicznej
marzec 2003 roku**

Analizy kosztów redukcji gazów cieplarnianych dla wybranych sektorów**Produkcja energii elektrycznej**

W Polsce w produkcji energii elektrycznej dominują technologie węglowe. Charakteryzują się one zużyciem paliwa o wysokich jednostkowych emisjach CO₂ (powyżej 90 kg/GJ w przypadku węgla kamiennego i powyżej 110 kg/GJ w przypadku węgla brunatnego). Emisje te są znacząco wyższe od emisji ze spalania paliw węglowodorowych (ok. 55 kg/GJ w przypadku gazu ziemnego i ok. 75 kg/GJ w przypadku paliw ropopochodnych). Sprawności istniejących technologii są także stosunkowo niskie w porównaniu ze sprawnościami nowoczesnych technologii węglowych a szczególnie parowo-gazowych. Zmiany lub usprawnienia tych technologii mogą przynieść znaczące redukcje emisji CO₂.

Główne rodzaje przedsięwzięć technologicznych o największym potencjale redukcji emisji CO₂ w Polsce są następujące:

- modernizacja istniejących węglowych technologii produkcyjnych (zwiększenie sprawności przemiany),
- wymiana istniejących technologii produkcyjnych na nowe (poprawa sprawności, a czasem także zamiana paliwa),
- stosowanie nowoczesnych, niskoemisyjnych technologii w nowo budowanych lub rozbudowywanych elektrowniach,
- rozwój produkcji z wykorzystaniem odnawialnych form energii (energia wsadowa o niskiej lub zerowej emisji CO₂),
- zwiększenie udziału produkcji skojarzonej (zwiększenie sprawności przemiany),
- zmniejszenie strat sieciowych (umożliwia zmniejszenie produkcji).

Tablica 1. Koszty redukcji emisji w przykładowych przedsięwzięciach modernizacji istniejących technologii węglowych w elektrowniach zawodowych (koszty w zł'99)

Przedsięwzięcie	Poprawa sprawności	Redukcja emisji CO ₂	Redukcja emisji CO ₂	Koszt modernizacji	Koszt redukcji emisji
	[%]	[%]	[kg/GJout]	[zł/GJout]	[zł/t CO ₂]
1. Modernizacja istniejącej technologii na węglu kamiennym	1,6%	4,1%	10,44	1,96	187,48
2. Modernizacja istniejącej technologii na węglu brunatnym	0,9%	2,5%	7,76	0,60	76,43

Źródło: Źródło danych: Opracowanie projektu polityki klimatycznej i wariantowej strategii jej realizacji w horyzoncie czasowym do roku 2020. (EnergSys 2002)

Redukcje emisji CO₂ są stosunkowo niewielkie, i na ogół nie przekraczają 5% początkowych emisji. Koszt redukcji wyliczony bez uwzględnienia innych efektów jest wysoki i wynosi od kilkudziesięciu do ponad stu złotych za tonę CO₂. Celem tych przedsięwzięć było przede wszystkim przedłużenie żywotności istniejących urządzeń wytwórczych i z tego powodu zostały one w większości już zrealizowane w latach 1995 – 2002. Efekty z ich realizacji przyczyniły się do obserwowanego w ostatnich latach spadku emisji CO₂. Potencjał redukcji emisji tych przedsięwzięć w roku 2020 został przyjęty jako zerowy.

Wymiana istniejących technologii produkcyjnych na nowe

W wyniku przeprowadzonych lub planowanych modernizacji większość pracujących obecnie urządzeń wytwórczych elektrowni zawodowych może być wykorzystywane jeszcze przez 15-20 lat. Oznacza to znaczące usztywnienie struktury technologicznej, utrudniające dokonanie zmian skutkujących redukcją emisji CO₂. Wymiana istniejących, sprawnych urządzeń wytwórczych na nowe nie jest uzasadniona ekonomicznie, wymaga bowiem poniesienia znaczących nakładów inwestycyjnych powodujących zwiększenie systemowych kosztów produkcji energii.

Tablica 2. Koszty redukcji emisji CO₂ w przedsięwzięciach przyspieszonej wymiany istniejących technologii węglowych w elektrowniach zawodowych (koszty w zł'99)

Przedsięwzięcie	Poprawa sprawności	Redukcja emisji	Redukcja emisji CO ₂	Koszt modern.	Koszt redukcji emisji
	[%]	[%]	[kg/GJout]	[zł/GJout]	[zł/t CO ₂]
1. Budowa nowej elektrowni węglowej w miejsce istniejącej na węgiel kamienny (przyspieszona wymiana)	10,7	24,9%	72,25	11,67	161,53
2. Budowa nowej elektrowni na węgiel brunatny w miejsce istniejącej na węgiel brunatny (przyspieszona wymiana)	7,2	19,0%	66,98	9,19	137,26
3. Budowa nowej elektrowni na węgiel brunatny w miejsce istniejącej na węgiel kamienny (przyspieszona wymiana)	5,6	1,4%	4,07	9,19	2259,90
4. Budowa nowej elektrowni parowo – gazowej w miejsce istniejącej na węgiel kamienny (przyspieszona wymiana)	20,3	64,0%	185,79	11,74	63,19
5. Budowa nowej elektrowni parowo – gazowej w miejsce istniejącej na węgiel brunatny (przyspieszona wymiana)	22,0	70,4	248,7	11,74	47,19

Źródło danych: Opracowanie projektu polityki klimatycznej i wariantowej strategii jej realizacji w horyzoncie czasowym do roku 2020. (EnergSys 2002)

Efekt wymiany starych technologii węglowych na nowoczesne o wyższej sprawności to ok. 20% redukcji emisji CO₂. Wzrost kosztów jest jednak znaczący i w efekcie redukcja emisji CO₂ osiągnięta w tych przedsięwzięciach jest dość droga. Redukcję emisji o niższych kosztach można osiągnąć poprzez zastosowanie nowych elektrowni parowo-gazowych w miejsce istniejących węglowych. Koszty produkcji energii elektrycznej są zbliżone we wszystkich trzech rozpatrywanych nowych technologiach (na węgiel kamienny, brunatny i gaz ziemny), jednak większy efekt redukcji emisji CO₂ przy zastosowaniu technologii gazowej przekłada się na znacznie niższe jednostkowe koszty redukcji emisji.

Stosowanie niskoemisyjnych technologii przy budowie nowych mocy wytwórczych

Przy umiarkowanym tempie wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną oraz znaczącej nadwyżce mocy wytwórczych w Polsce dopiero po 2010 roku pojawi się potrzeba budowy nowych mocy wytwórczych w elektrowniach zawodowych. Spośród dostępnych technologii energetycznych w warunkach polskich największe szanse zastosowania mają technologie węglowe (węgiel kamienny lub brunatny) lub gazowe

Tablica 3. Podstawowe parametry techniczno–ekonomiczne nowoczesnych konwencjonalnych technologii produkcji energii elektrycznej

Technologia	Nakłady inwestyc.		Koszty stałe	Koszty zmienne	Sprawn. netto	Wskaźnik dostępn.	Okres eksploat.
	\$/kW	zł'99/kW	zł'99/kW*a	zł'99/GJ	%	%	Lata
Elektrownie gazowo-parowe na gaz ziemny	650	2581	48,4	0,50	52,7	84	30
Elektrownie węglowe – kotły fluidalne	1630	6472	48,4	2,50	41,0	74,1	35
Elektrownie na węgiel kamienny ze zgazowaniem węgla	1700	6749	70,4	0,68	45,0	73,5	35
Elektrownie jądrowe	1968	7815	179,9	2,50	33,0	76,9	35
Elektrownie na węgiel kamienny–konwencjonalne	1439	5714	50,1	2,60	43,0	76,7	35
Elektrownie na węgiel brunatny – konwencjonalne	1146	4550	70,2	2,35	37,9	77,8	35
Elektrownie gazowe szczytowe	296	1174	33,0	12,49	35,7	85,5	20

Źródło danych: Opracowanie projektu polityki klimatycznej i wariantowej strategii jej realizacji w horyzoncie czasowym do roku 2020. (EnergSys 2002)

Z punktu widzenia optymalnej alokacji paliwa węglowego z polskich kopalń do różnych grup odbiorców, byłoby korzystne skoncentrowanie jego wykorzystania w dużych obiektach energetycznych. W takich obiektach istnieją odpowiednie techniczne i ekonomiczne warunki dla zastosowania efektywnych technologii ochrony atmosfery przed zanieczyszczeniami powstającymi przy spalaniu węgla.

Z drugiej strony budowa nowych elektrowni węglowych oznacza utrzymanie stosunkowo wysokich emisji CO₂ ze spalania węgla przez wiele następnych lat. Z punktu widzenia strategii redukcji dwutlenku węgla korzystniejsze byłoby zastosowanie wysokosprawnych technologii spalających gaz ziemny pracujących w cyklu gazowo – parowym.

Inną możliwością ograniczenia emisji jest także rozwój energetyki jądrowej zamiast budowy tańszych elektrowni węglowych lub gazowych. Jest to jednak opcja kosztowna i kontrowersyjna zarówno społecznie jak środowiskowo.

Tablica 4. Koszty redukcji emisji CO₂ w przedsięwzięciach polegających na wyborze technologii gazowych lub jądrowych w miejsce technologii o wyższych emisjach (w zł'99)

Przedsięwzięcie	Koszt produkcji		Redukcja emisji CO ₂		Przyrost kosztu produkcji.	Koszt redukcji emisji
	przed zamianą	po zamianie				
	[zł/GJout]	[zł/GJout]	[kg/GJout]	[%]		
1. Budowa nowej elektrowni parowo – gazowej zamiast nowej na węgiel kamienny	47,94	48,01	113,54	52,1	0,07	0,61
2. Budowa nowej elektrowni parowo – gazowej zamiast nowej na węgiel brunatny	45,46	48,01	181,72	63,5	2,54	13,99
3. Budowa nowej elektrowni jądrowej zamiast nowej elektrowni na węgiel kamienny	47,94	53,87	217,91	100	5,93	27,23
4. Budowa nowej elektrowni jądrowej zamiast nowej elektrowni na węgiel brunatny	45,46	53,87	286,09	100	8,40	29,39
5. Budowa nowej elektrowni jądrowej zamiast nowej elektrowni parowo – gazowej	48,01	53,87	104,36	100	5,86	56,18

Źródło danych: Opracowanie projektu polityki klimatycznej i wariantowej strategii jej realizacji w horyzoncie czasowym do roku 2020. (EnergSys 2002)

Wykorzystanie odnawialnych zasobów energii (OZE)

Zastosowanie technologii wykorzystujących odnawialne źródła energii oraz przedsięwzięcia z zakresu poszanowania energii są najważniejszymi działaniami pozwalającymi efektywnie zredukować emisje gazów cieplarnianych. Spośród odnawialnych form energii, które mogą być wykorzystane do produkcji energii elektrycznej w warunkach polskich zasługują: energia wiatru, cieków wodnych i biomasy.

Najbardziej perspektywiczne technologie to:

- Elektrociepłownie spalające biomasę,
- Elektrownie wiatrowe,
- Elektrownie wodne,

Technologie takie jak: elektrownie wiatrowe, małe i duże elektrownie wodne charakteryzują się wysokimi nakładami inwestycyjnymi i niskimi kosztami zmiennymi. Elektrownie wiatrowe charakteryzują się ponadto niskim wskaźnikiem wykorzystania mocy, rzędu 0,14 – 0,20 zależnie od warunków wiatrowych.

Eksplatacja powstałych w Polsce kotłowni wykorzystujących słomę potwierdza dużą opłacalność tych inwestycji ze względu na obniżenie kosztów produkcji energii w porównaniu do kotłowni węglowych. Zastosowanie słomy do celów energetycznych przynosi również konkretne korzyści ekologiczne – znaczne ograniczenie emisji CO₂, SO₂ i tlenków azotu oraz przeciwdziałanie spalaniu nadwyżki słomy bezpośrednio na polu.

Wykorzystanie odnawialnych zasobów energii do produkcji skojarzonej jest możliwe głównie w oparciu o spalanie biomasy. Koszty redukcji emisji CO₂ wyliczone dla tej technologii podano w tabeli nr 5.

Tabela nr 5. Koszty redukcji emisji CO₂ w przedsięwzięciach związanych z produkcją ciepła i energii elektrycznej w skojarzeniu – technologie wykorzystujące OZE (koszty w zł'99)

Przedsięwzięcie	Koszt redukcji ¹⁾		Redukcja emisji CO ₂		Przyrost kosztu produkcji [zł/Gjout]	Koszt redukcji Emisji [zł/t CO ₂]
	Przed zmianą	Po zmianie	[kg/GJout]	[%]		
	[zł/GJel]	[zł/GJel]				
EC na biomasę (w miejsce rozdzielonych scentralizowanych technologii węglowych)	99,67	124,94	414,36	100	25,27	60,97
EC na biomasę (w miejsce rozdzielonych scentralizowanych technologii gazowych)	102,03	124,94	208,42	100	22,92	109,93
EC na biomasę (w miejsce nowej EC węglowej)	79,29	124,94	312,15	100	45,67	146,31
EC na biomasę (w miejsce nowej EC gazowej)	124,71	124,94	159,77	100	0,20	1,29

¹⁾ – koszt produkcji wyliczony w obydwu przypadkach na tą samą ilość energii: 1 GJ energii elektrycznej i skojarzoną z nią produkcję ciepła wg wskaźnika skojarzenia technologii zastępującej

Źródło danych: Opracowanie projektu polityki klimatycznej i wariantowej strategii jej realizacji w horyzoncie czasowym do roku 2020. (EnergSys 2002)

Przy założonym koszcie zakupu biomasy, porównywalnym z kosztem węgla, produkcja z technologii biomasowych jest zbliżona do kosztów produkcji z elektrociepłowni gazowych. Zerowe emisje sprawiają, że redukcja emisji uzyskana przez zastosowanie tych technologii jest najwyższa. Potencjały redukcji poszczególnych przedsięwzięć zależą głównie od następujących czynników:

- ◆ możliwej skali implementacji danego przedsięwzięcia (moc i produkcja z danej technologii);
- ◆ stopnia redukcji emisji osiąganego w wyniku zastosowania danej opcji technologicznej.

Największy poziom redukcji emisji osiągany jest przy zastosowaniu technologii wykorzystujących biomasę, dla której przyjmowana jest zerowa emisja CO₂.

Wyniki oszacowań potencjału redukcji dla przedsięwzięć redukcji emisji CO₂ w procesach produkcji ciepła przedstawia tabela nr 6.

Tabela nr 6. Koszty i potencjały redukcji emisji CO₂ w przedsięwzięciach związanych z produkcją ciepła w tym technologie wykorzystywania OZE (koszty w zł'99)

Przedsięwzięcie	Jedn. koszt redukcji (zł/t CO ₂)	Potencjał redukcji emisji (Mt CO ₂)	Uwagi do oszacowania potencjału w 2020 r.
Ciepłownie			
CP zawodowa biomasowa zamiast węglowej modernizowanej	188,74	3,07	25% produkcji modernizowanych zawodowych CP węglowych
Elektrownie wykorzystujące OZE			
EC na biomasę (w miejsce rozdzielonych scentralizowanych technologii węglowych)	60,97	6,33	25% produkcji ciepłowni zawodowych
EC na biomasę (w miejsce rozdzielonych scentralizowanych technologii gazowych)	109,93	3,18	25% produkcji ciepłowni zawodowych
EC na biomasę (w miejsce nowej EC węglowej)	146,31	2,31	100% produkcji nowych EC węglowych (ok. 20 PJ)

			w 2020)
EC na biomasę (w miejsce nowej EC gazowej)	1,29	2,36	50% produkcji nowych EC gazowych (ok. 80 PJ w 2020)

Źródło danych: Opracowanie projektu polityki klimatycznej i wariantowej strategii jej realizacji w horyzoncie czasowym do roku 2020. (EnergSys 2002)

Ważniejszymi ograniczeniami stosowania przedsięwzięć redukcji emisji i wzrostu wychwytu gazów cieplarnianych są przykładowo:

- ❑ ograniczenia dolne – wymagany przez Strategię rozwoju OZE udział energii odnawialnej w krajowym zużyciu energii przy produkcji energii elektrycznej,
- ❑ ograniczenia górne – zasoby przyrodnicze (np.: wiatr, pływy wodne, ziemia pod uprawę roślin energetycznych, zasoby wód geotermalnych), dostępna ilość odpadów i ścieków, przyjęta maksymalna szybkość upowszechnienia technologii, zapotrzebowanie na ciepło produkowane w skojarzeniu.

Oszacowanie możliwej redukcji emisji CO₂ (potencjału redukcji) w wyniku realizacji poszczególnych przedsięwzięć jest trudne, gdyż zależy w dużym stopniu od zastępowanej technologii oraz trudnych do oceny ograniczeń technicznych. Produkcja energii elektrycznej z wykorzystaniem technologii takich jak: elektrownie wiatrowe, małe i duże elektrownie wodne powoduje zmniejszenie emisji CO₂ ze spalania paliw w elektrowniach konwencjonalnych, a skala tej redukcji zależy od rodzaju zastępowanej technologii. Koszty i efekty redukcji emisji CO₂ w wyniku zastosowania energii odnawialnej do produkcji energii elektrycznej pokazuje tabela nr 7

Tabela nr 7. Koszty redukcji emisji CO₂ w przedsięwzięciach wykorzystujących odnawialne zasoby energii w miejsce technologii o wyższych emisjach (koszty w zł'99)

Przedsięwzięcie	Koszt produkcji		Redukcja emisji CO ₂		Przyrost kosztu produkcji (zł/Gjout)	Koszt redukcji emisji (zł/t CO ₂)
	Przed zamianą	Po zamianie	(kg/GJout)	(%)		
	(zł/GJout)	(zł/GJout)				
Nowe elektrownie wiatrowe zamiast nowej elektrowni węglowej	47,94	91,49	217,91	100	43,55	199,92
Nowe elektrownie wiatrowe zamiast istniejącej elektrowni na węgiel kamienny (przyśpieszone wycofanie)	36,27	91,49	290,16	100	55,22	190,40
Nowe elektrownie wiatrowe zamiast nowej elektrowni gazowej	48,01	91,49	104,36	100	43,48	416,16
Nowe małe elektrownie wodne MEW) zamiast nowej elektrowni węglowej	52,54	64,94	226,04	100	12,42	54,40
Nowe małe elektrownie	40,43	64,94	300,99	100	24,52	81,60

wodne (MEW) zamiast istniejącej elektrowni na węgiel kamienny (przyśpieszone wycofanie)						
Nowe małe elektrownie wodne (MEW) zamiast nowej elektrowni gazowej	52,60	64,94	108,26	100	12,34	114,24
Nowe duże elektrownie wodne (DEW) zamiast nowej elektrowni węglowej	47,94	80,50	217,91	100	32,56	149,60
Nowe duże elektrownie wodne (DEW) zamiast istniejącej elektrowni na węgiel kamienny (przyśpieszone wycofanie)	36,27	80,50	290,16	100	44,23	152,32
Nowe duże elektrownie wodne (DEW) zamiast nowej elektrowni gazowej	48,01	80,50	104,36	100	32,48	311,44

Źródło danych: Opracowanie projektu polityki klimatycznej i wariantowej strategii jej realizacji w horyzoncie czasowym do roku 2020. (EnergSys 2002)

W tabeli zaś nr 8 przedstawiono szacunkowy potencjał redukcji emisji CO₂ w przedsięwzięciach technologicznych (przedstawione oszacowania odnoszą się do roku 2020).

Tabela nr 8. Szacunkowy potencjał redukcji emisji CO₂ w przedsięwzięciach technologicznych (technologie wykorzystania OZE)

Przedsięwzięcie	Jedn. koszt redukcji (zł/t CO ₂)	Potencjał redukcji emisji (Mt CO ₂)	Uwagi dotyczące oszacowania potencjału
1. Nowe technologie wiatrowe zamiast nowej elektrowni węglowej	199,84	3,20	Max przyjęta produkcja 11,5 PJ w 2020r. (ok. 2000MW)
2. Nowe technologie wiatrowe zamiast istniejącej elektrowni na węgiel kamienny (przyśpieszone wycofanie)	190,30	3,20	
3. Nowe technologie wiatrowe zamiast nowej elektrowni gazowej	416,60	1,00	

4. Nowe technologie wodne (MEW) zamiast nowej elektrowni węglowej	54,90	1,12	Max przyjęta produkcja 3,5 PJ w 2020 r. (ok. 20MW)
5. Nowe małe elektrownie wodne (MEW)zamiast istniejącej elektrowni na węgiel kamienny (przyspieszone wycofanie)	81, 45	1,12	
6. Nowe małe elektrownie wodne (MEW) zamiast nowej elektrowni gazowej	113,98	0,35	
7. Nowe technologie wodne (DEW) zamiast nowej elektrowni węglowej	149,38	5,90	Potencjał oszacowany dla Kaskady Dolnej Wisły 1170 MW
8. Nowe duże technologie wodne (DEW) zamiast istniejącej elektrowni na węgiel kamienny (przyspieszone wycofanie)	152,42	5,90	
9. Nowe technologie wodne (DEW) zamiast nowej elektrowni gazowej	311,25	1,84	

Źródło danych: Opracowanie projektu polityki klimatycznej i wariantowej strategii jej realizacji w horyzoncie czasowym do roku 2020. (EnergSys 2002)

Energia elektryczna produkowana z energii odnawialnej jest droższa od energii produkowanej z paliw kopalnych. Najdroższa jest energia z elektrowni wiatrowych, gdzie koszt produkcji ponad dwukrotnie przekracza koszt produkcji z elektrowni konwencjonalnych. Koszt energii produkowanej w elektrowniach wodnych plasuje się mniej więcej w środku pomiędzy elektrowniami wiatrowymi i nowymi elektrowniami konwencjonalnymi. Przy rozwoju energetyki odnawialnej najwyższe efekty redukcji emisji CO₂, uzyskuje się przy zastępowaniu produkcji z elektrowni węglowych. Zastępowanie elektrowni gazowych wykorzystaniem energetyki odnawialnej daje ponad dwukrotnie mniejsze efekty i – ponad dwukrotnie wyższe koszty redukcji.

Główne założenia obliczeniowe

Założenia ogólne

We wszystkich wariantach obliczeniowych obowiązywały następujące założenia ogólne:

- rok bazowy obliczeń – 1999
- lata obliczeniowe: 2000, 2005, 2010, 2015, 2020
- okresy obliczeniowe: 2000, 2001-2005, 2006-2010, 2011-2015, 2016-2020
- stopa dyskontowa – o wartości 10% w całym okresie
- jednostka pieniężna – zł'96, przeliczeń dokonywano wg przeliczników:
1 \$'96 = 2,695 zł'96, zł'96 = 1,36 zł'99.

Założenia dotyczące warunków dostaw paliw i energii

- W przypadku paliw ciekłych przyjęto niewielki spadek cen do roku 2005, a następnie wzrost w tempie ok. 0,6% rocznie, w przypadku węgla kamiennego – stały wzrost od 1999 r. o 0,6% rocznie, a w odniesieniu do gazu ziemnego – wzrost ceny importowej o 1,2% rocznie w całym okresie.
- W odniesieniu do węgla kamiennego z kopalni krajowych założono kształtowanie się kosztów wydobycia poniżej ceny węgla importowego. W przypadku węgla brunatnego założono malejące zdolności wydobywcze kopalń istniejących i konieczność poniesienia nakładów inwestycyjnych na uruchomienie odkrywki Szczerców.
- Ilości wydobycia gazu z kopalń krajowych przyjęto na podstawie opracowań PGNiG z ostatnich lat. Ilości te nie przekraczają 5 mld m³ rocznie.
- Możliwości importowe gazu przyjęto na podstawie wcześniejszych opracowań PGNiG oraz ocen ekspertów gazowniczych. Założono możliwy maksymalny import gazu w 2020 r.: wysokości 21 mld m³ z Rosji (rurociąg Jamał), 12 mld m³ z Morza Północnego i 8 mld m³ dostaw gazu LNG. Łączne przyjęte możliwości importu gazu do Polski to ok. 38 mld m³ w 2010 r. i 41 mld m³ po 2015 r. Koszty dostaw zostały zróżnicowane i tak, gaz z Rosji w roku bazowym w istniejących dostawach kosztuje ok. 82 \$/tys. m³, nowe dostawy z Rosji kosztują 100 \$/tys m³ a z Norwegii są o 10% wyższe. Gaz LNG zawiera dodatkowo koszt regazyfikacji.
- Dostawy ropy naftowej pochodzić będą nadal głównie z importu. Wydobycie krajowe wprowadzie w modelu rośnie zgodnie z przewidywaniami firm branżowych do poziomu ok. 0,45 mln t rocznie, oznaczać to będzie jednak niewielki procent zużycia krajowych rafinerii.
- Spośród dostępnych technologicznie opcji wykorzystania energii odnawialnej w scenariuszu Odniesienia i Rynkowym ograniczono możliwość rozwoju małych elektrowni wodnych (do ok. 200 MW w nowych obiektach w 2020 r.), dużych elektrowni wodnych – do 1170 MW, elektrowni wiatrowych – do 2000 MW oraz zasobów biomasy – do ok. 300 PJ.
- W scenariuszu Ekologicznym w celu spełnienia celów strategii rozwoju OZE zwiększono możliwość rozwoju elektrowni wiatrowych (do 4000 MW w 2020 r) oraz dostępność biomasy do prawie 500 PJ. Ilości te są teoretycznie możliwe do uzyskania, ale praktycznie raczej mało realne. Zasoby biomasy podzielono na kategorie cenowe – do 150 PJ koszt ok. 5 zł/GJ, dostawy w zakresie 150 – 350 PJ – koszt ok. 10 zł/GJ, a powyżej 350 PJ – koszt ok. 15 zł/GJ. Różnice w kosztach odzwierciedlają rosnące koszty pozyskania biomasy (plantacje energetyczne) a także rosnący koszt transportu (większe odległości). Potencjał pozyskania biogazu w miejskich oczyszczalniach ścieków oszacowano na 20 PJ, natomiast biogazu z wysypisk na nieco ponad 10 PJ.

Ograniczenia emisyjne

We wszystkich obliczeniach uwzględniono konieczność spełnienia wymagań II protokołu siarkowego do Konwencji o transgranicznym przenoszeniu zanieczyszczeń na dalekie odległości, w zakresie krajowych pułapów emisji (limit dla Polski 1397 tys. t SO₂ od 2010 r.). W obliczeniach wymagane było także spełnienie aktualnych krajowych norm emisji SO₂ i NO_x. W możliwym zakresie uwzględniono również skutki pracy instalacji odsiarczania spalin zdecydowanych do realizacji w dużych elektrowniach systemowych.