



MINISTERSTWO
GOSPODARKI



Mix energetyczny 2050

Analiza scenariuszy
dla Polski



MINISTERSTWO
GOSPODARKI

Mix energetyczny 2050

Analiza scenariuszy
dla Polski

Raport opracowany na zlecenie Ministerstwa Gospodarki
w ramach umowy Nr II/183/P/75001/11/DGR przez Instytut
Badań Strukturalnych i demosEUROPA - Centrum
Strategii Europejskiej.

Autorzy:
Maciej Bukowski
Aleksander Śniegocki

Warszawa, listopad 2011 roku



MIX ENERGETYCZNY 2050

Autorzy

Maciej Bukowski i Aleksander Śniegocki
Instytut Badań Strukturalnych

Redakcja techniczna

Agata Hinc
demosEUROPA - Centrum Strategii Europejskiej

Projekt graficzny

Michał Polkowski

Skład

A Vista Group sp. z o.o.
ul. H. Dembińskiego 10
01-644 warszawa
www.avistagroup.pl

Wydawca

Ministerstwo Gospodarki
Plac Trzech Krzyży 3/5
00-507 Warszawa
www.mg.gov.pl

© **Copyright by Ministerstwo Gospodarki, Warszawa 2011**

Wszystkie prawa zastrzeżone. Żadna część niniejszego dokumentu nie może być publikowana, powielana lub przekazywana w jakiejkolwiek formie i za pomocą jakichkolwiek środków lub przechowywana w jakiejkolwiek bazie danych lub systemie odczytu poza jej wykorzystaniem dla celów prywatnych i niekomercyjnych, z wyłączeniem wszelkich dozwolonych form wykorzystania zgodnych z właściwymi przepisami prawa autorskiego. Każdemu takiemu wykorzystaniu towarzyszyć musi uzyskanie pisemnej zgody.



SPIS TREŚCI

Wprowadzenie	4
Czym jest mix energetyczny?	6
Jak projektuje się przyszłe mixy energetyczne?	8
Przegląd opracowań na temat przyszłego mixu energetycznego Polski	11
Różnice w wynikach opracowań i ich źródła	22
Wnioski z analizy opracowań	26
Mix energetyczny dla Polski do 2050 roku w zakresie energii ogółem i energii elektrycznej - propozycje scenariuszy do dyskusji	27
Wnioski i rekomendacje wynikające z analizy ekonomicznej i debaty publicznej	31
Propozycje do dalszych analiz oraz tematy na kolejne debaty publicznej	33
Bibliografia	36

Wprowadzenie

Kilkanaście lat po podpisaniu Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu, pojawia się coraz więcej analiz wskazujących, że zrównoważony charakter rozwoju nie oznacza, że musi on być wolniejszy czy mniej atrakcyjny dla obecnego pokolenia. Jedną z najnowszych, kluczowych inicjatyw OECD jest wspieranie przejścia swoich członków – w tym Polski – do zrównoważonego „zielonego wzrostu”. Wielka waga przywiązywana w Unii Europejskiej do zrównoważonego wzrostu i ograniczenia szkodliwego oddziaływania człowieka na klimat znajduje odzwierciedlenie w jej ambitnej polityce klimatycznej oraz zapisach strategii Europa 2020 (KE 2010). Warto zauważyć, że obecnie coraz więcej uwagi skupia się właśnie na wprowadzaniu takich rozwiązań, które łączyłyby zrównoważony rozwój i redukcję emisji z poprawą konkurencyjności gospodarki. W czyste technologie coraz więcej inwestują kraje azjatyckie – nie tylko Japonia czy Korea Płd., ale też Chiny. Rośnie też, choć dużo wolniej niż w Europie, zaangażowanie USA w zielony wzrost.

Niskoemisyjny rozwój oznacza bowiem bardziej efektywne gospodarowanie zasobami naturalnymi oraz możliwość uniknięcia negatywnych skutków ekologicznych w przyszłości.

Polska, realizując w ramach Unii ambitne cele polityki klimatycznej UE, musi być przygotowana na dalszą redukcję emisji – w razie zawarcia globalnego porozumienia w tej sprawie nasz kraj będzie bowiem znajdował się w grupie państw rozwiniętych, wspomagających kraje rozwijające się w przejściu do niskoemisyjnego rozwoju oraz przejmujących większość wysiłku redukcyjnego w najbliższym półwieczu. Przejawem tego były propozycje Unii Europejskiej ze szczytu w Kopenhadze, przekute w tym roku na „Mapę drogową dla konkurencyjnej niskoemisyjnej gospodarki w 2050 roku” (Roadmap 2050, KE (2011a)) – przewiduje ona redukcję emisji o 80-95 proc. do 2050 r.

W Ministerstwie Gospodarki toczą się aktualnie prace nad Narodowym Programem Rozwoju Gospodarki



Niskoemisyjnej. Program ten bazuje na założeniu, iż przestawienie polskiej gospodarki na ścieżkę niskoemisyjną pozwoli sprostać wyzwaniom klimatycznym jakie czekają nasz kraj w najbliższych latach – kluczowym problemem jest uzależnienie polskiej energetyki od wysokoemisyjnej generacji energii z węgla. Określenie optymalnej drogi przejścia do mixu energetycznego odpowiadającego na wyzwania stojące przed polską gospodarką wymaga uważnej analizy kosztów i korzyści każdej z alternatywnych możliwości zmiany mixu. Przy tym analiza ta nie powinna ograniczać się jedynie do samego sektora energetycznego, ale też brać pod uwagę jego oddziaływanie na całą gospodarkę. Tylko po rozpatrzeniu szerokiego wachlarza opcji technologicznych, przeanalizowaniu wszystkich za i przeciw każdego elementu mixu, wysłuchaniu wszystkich głosów w dyskusji publicznej oraz po uwzględnieniu nie dającej się uniknąć niepewności planowania w perspektywie kilkudziesięciu lat można sformułować rekomendacje dotyczące wizji zmian struktury energetycznej Polski do 2050 roku.

17 listopada 2011 roku, Ministerstwo Gospodarki, demosEUROPA - Centrum Strategii Europejskiej i Instytut Badań Strukturalnych zorganizowały debatę publiczną „Energy mix dla Polski w zakresie energii ogółem i energii elektrycznej” z udziałem przedsiębiorców, przedstawicieli samorządów gospodarczych i terytorialnych, organizacji otoczenia biznesu, świata nauki oraz organizacji pozarządowych, podczas której dyskutowane były wyniki wstępnej analizy proponowanych przez szereg instytucji scenariuszy produkcji energii w 2050 roku w Polsce. Niniejszy raport powstał w wyniku przeglądu opracowań eksperckich, jak również na podstawie wspomnianej powyżej debaty.

Niniejszy raport jest pierwszym tego rodzaju opracowaniem, które z jednej strony podsumowuje wyniki dotychczasowych projekcji przyszłej struktury wytwarzania energii w Polsce, a z drugiej przedstawia zestaw wniosków i rekomendacji służących wypracowaniu Narodowego Programu Rozwoju Gospodarki Niskoemisyjnej.

Czym jest mix energetyczny?

Mix energetyczny (ang. *energy mix*) to podział produkcji i konsumpcji energii wedle jej nośników lub sposobów wytwarzania. Dlatego też pytanie o strukturę optymalnego mixu energetycznego dla Polski w perspektywie 20 czy 40 lat jest w istocie pytaniem o pożądany kształt krajowej energetyki oraz zmiany strukturalne niezbędne do jego osiągnięcia.

Dla pełnego opisu struktury energetycznej należy skorzystać z kilku mixów, opisujących poszczególne części sektora energetyczno-paliwowego, zajmujące się przetwarzaniem energii ze **źródeł pierwotnych** (np. węgiel kamienny, ropa naftowa, paliwo jądrowe, energia wiatru) na jej **formy wtórne**, odpowiadające potrzebom odbiorców finalnych (np. energia elektryczna, produkty naftowe i ciepło). Wyróżnia się przy tym mixy opisujące:

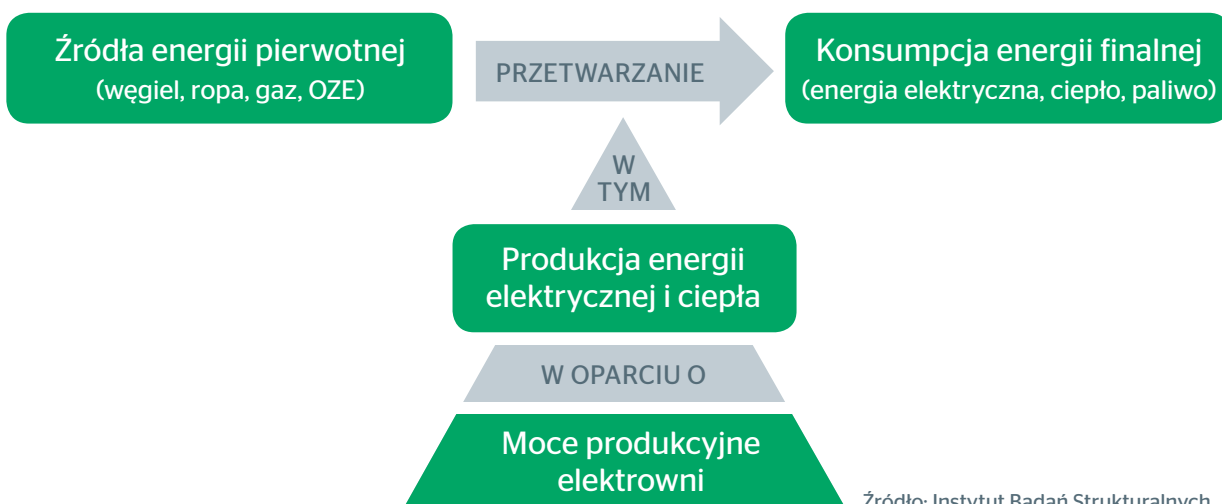
- > zapotrzebowanie na energię pierwotną w podziale na nośniki
- > zapotrzebowanie na energię finalną w podziale na nośniki
- > produkcję energii elektrycznej w podziale na paliwa lub rodzaje elektrowni

> mix mocy produkcyjnych elektrowni w podziale na ich rodzaje lub wykorzystywane paliwa

Szczególne miejsce **elektroenergetyki** wśród różnych typów mixów energetycznych wynika po pierwsze z uniwersalności zastosowań energii elektrycznej we wszystkich sektorach gospodarki, a po drugie z tego, że można ją wyprodukować w zasadzie z każdego pierwotnego źródła energii. Każdy mix energetyczny przedstawia względny udział bądź wartości bezwzględne poszczególnych elementów składowych w zużyciu finalnym energii bądź całkowitych mocach produkcyjnych.

Stosuje się przy tym kilka alternatywnych jednostek takich jak dzule lub jednostki odpowiadające energii spalania jednej tony ropy naftowej (toe – tonne of oil equivalent, 1 Mtoe = milion toe). Produkcję energii elektrycznej w jednostce czasu podaje się z kolei w kilowatogodzinach (1 TWh = 1000 GWh = milion MWh = miliard kWh), co jest pochodną pomiaru mocy produkcyjnych elektrowni w watach (1000 MW = 1 GW = miliard wat).

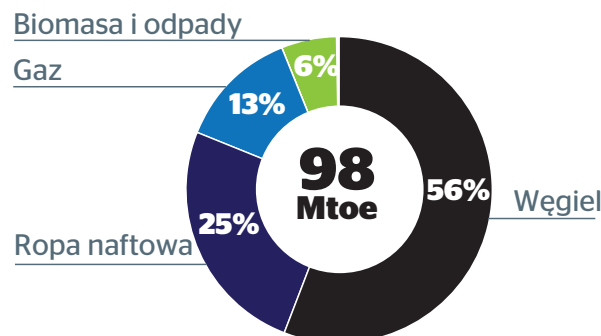
Schemat 1. Struktura sektora energetycznego odzwierciedlona w mixach energetycznych



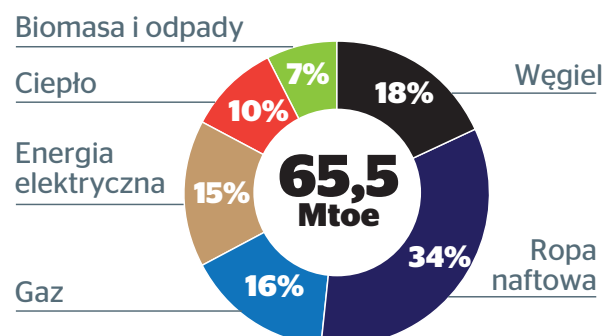
Źródło: Instytut Badań Strukturalnych

Wykres 1. Energy mix Polski w 2008 roku

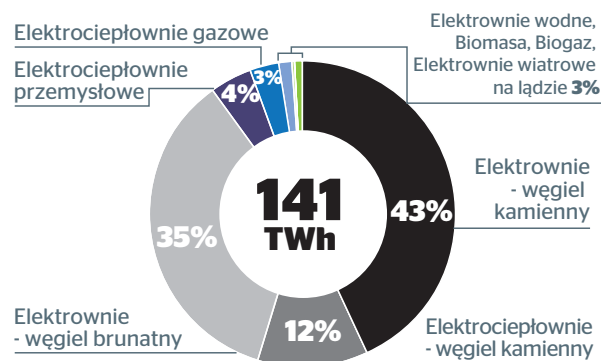
ZAPOTRZEBOWANIE NA ENERGIĘ PIERWOTNĄ W PODZIALE NA ŹRÓDŁA



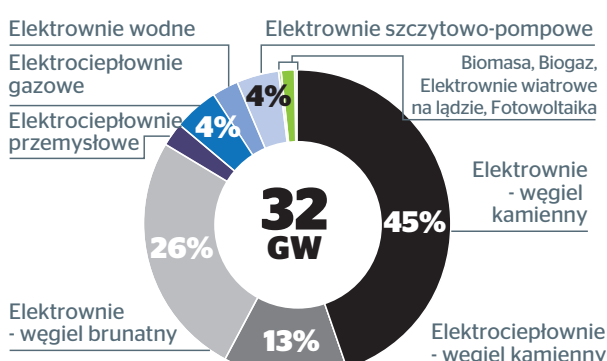
KONSUMPCJA ENERGII FINALNEJ W PODZIALE NA NOŚNIKI



PRODUKCJA ENERGII ELEKTRYCZNEJ W PODZIALE NA TECHNOLOGIE



MOCE OSIĄGALNE NETTO ŹRÓDEŁ WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ



Źródło: ARE (2011), MAE (2010)

Warto dodać, że **struktura mocy produkcyjnych** w elektroenergetyce różni się od **struktury produkcji** z powodu różnego stopnia ich wykorzystania w różnych typach elektrowni oraz konieczności uwzględnienia mocy zapasowych, niezbędnych do uniknięcia przerw w dostawach prądu w razie sezonowych i dobowych wahań popytu czy podaży. Przykładem są wodne elektrownie szczytowo-pompowe albo turbiny gazowe zabezpieczające system przed wahaniami pogody wpływającymi na poziom energii generowanej przez elektrownie wiatrowe.

Wszystkie mixy energetyczne prezentują ten sam system z różnych perspektyw. Poświęcone im opracowania najczęściej skupiają się na pokazaniu źródeł energii pierwotnej oraz struktury produkcji energii elektrycznej. W sposób najbardziej czytelny dla decydentów prezentują one sposoby **zaspokojenia potrzeb energetycznych kraju**. Dlatego też niniejszy przegląd również skupia się na przedstawieniu tych dwóch typów mixów energetycznych.

Oceniając obecną strukturę konsumpcji i produkcji energii w Polsce, stwierdzić należy wyjątkowo wysoką – nawet w skali światowej – zależność od paliw kopalnych. Wynika ona z wyjątkowej w skali światowej **roli węgla** w krajowej elektroenergetyce – z węgla kamiennego i brunatnego generuje się ponad 90 proc. energii elektrycznej. W połączeniu z ograniczonym wykorzystaniem potencjału odnawialnych źródeł energii, poprawiającą się, ale nadal niską efektywnością energetyczną oraz szybko rosnącą flotą transportową oznacza to, że budowa w Polsce niskoemisyjnej, bardziej zdywersyfikowanej energetyki jest trudnym wyzwaniem. Nawet częściowa **dekarbonizacja** polskiej gospodarki musi wiązać się z zaangażowaniem wszystkich jej sektorów i uważnym namysłem nad sposobami przeprowadzenia tego procesu. Stąd też wynika ważna rola opracowań poświęconych poszukiwaniom optymalnego mixu energetycznego dla Polski w perspektywie najbliższych kilkudziesięciu lat.

Jak projektuje się przyszłe mixy energetyczne?

Mixy energetyczne syntezują oczekiwane przez ekspertów przyszłe zapotrzebowanie na energię oraz możliwości techniczne jej produkcji. Z tego względu punktem wyjścia tworzenia każdego mixu jest **prognoza zapotrzebowania na energię**. Opiera się ona na założeniach dotyczących czynników zewnętrznych tj. pochodzących spoza sektora energetycznego. Wśród nich za najważniejsze należy uznać trendy makroekonomiczne (w tym zwłaszcza dynamiki wzrostu gospodarczego oraz zmian relatywnego znaczenia poszczególnych sektorów w tworzeniu wartości dodanej), procesy demograficzne (zmiany liczby i struktury wiekowej ludności), a także zakres i tempo poprawy efektywności energetycznej oraz energochłonności produkcji.

Prognozowany popyt na energię może zostać zaspokojony dzięki wykorzystaniu szeregu **opcji technologicznych**. Cechują się one odmiennym oddziaływaniem na środowisko naturalne (emisyjność, szkody górnicze etc.) i gospodarkę, a także różnymi potencjałami mocy i horyzontami czasowymi ich pełnej realizacji. Z tego względu każda prognoza mixu energetycznego powinna wziąć pod uwagę oczekiwania co do technologicznych, ekonomicznych i ekologicznych konsekwencji jego wprowadzenia. Efekty gospodarcze wprowadzenia alternatywnych mixów energetycznych można przy tym mierzyć na poziomie **mikroekonomicznym** (dotyczącym przedsiębiorstw działających na rynku energetycznym, w usługach czy w przemyśle) oraz **makroekonomicznym** (dotyczące całej gospodarki i jej podsystemów, w tym finansów publicznych). W przypadku perspektywy mikroekonomicznej w tym zwłaszcza w odniesieniu do przedsiębiorstw elektroenergetycznych przy projektowaniu mixów bierze się pod uwagę koszty inwestycji kapitałowych (**capex**), koszty operacyjne (**opex**). Wśród tych ostatnich szczególne miejsce zajmują koszty paliw

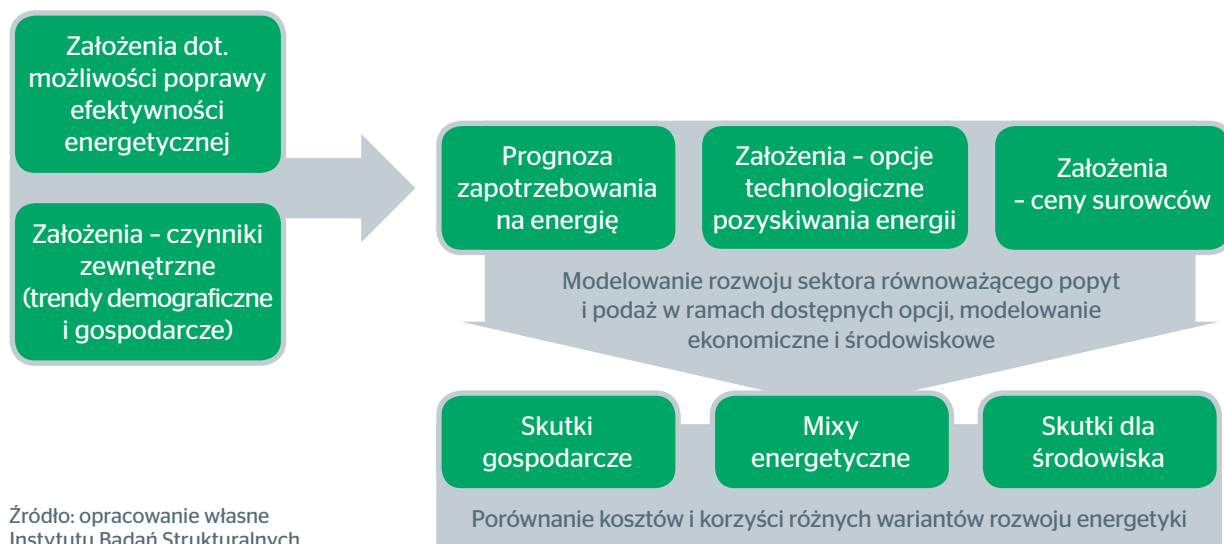
i utylizacji odpadów często decydujące o relatywnej atrakcyjności poszczególnych opcji technologicznych. Z tego względu przy konstrukcji mixu duże znaczenie dla prognozy mają założenia o kształtowaniu się przyszłych cen surowców. Koszty te przekładają się na relatywną atrakcyjność ekonomiczną poszczególnych technologii dla inwestorów, a więc także na oczekiwany wpływ wdrożenia danego mixu na inwestorów i odbiorców końcowych. W przypadku rozszerzenia analizy o efekty makroekonomiczne oceniane jest szersze oddziaływanie poszczególnych inwestycji – np. wpływ na sektory produkujące dobra inwestycyjne, dostępność kapitału na rynku, zatrudnienie czy bezrobocie.

Oprócz strony podażowej projektowanie mixów energetycznych wymaga także uwzględnienia informacji o **źródłach popytu na energię**, energochłonności poszczególnych sektorów gospodarki oraz implikowanych przez poszczególne opcje technologiczne strat podczas przesyłu. Z kolei działania poprawiające efektywność energetyczną wpływają na mix energetyczny, wyznaczając potrzeby energetyczne, a więc również wachlarz opcji, które mogłyby je zaspokoić. Podobnie, niska efektywność energetyczna i duża dynamika zużycia energii zawęża możliwości kształtowania mixu z powodów technologicznych.

Dla pełnej oceny skutków wariantów mixu energetycznego konieczne jest ich umiejscowienie na tle **scenariusza referencyjnego**. Dlatego ich konstrukcji towarzyszy przedstawienie prognozy odniesienia, którą jest zazwyczaj scenariusz utrzymania obecnych polityk (tzw. current policies) lub też kontynuacji już zaznaczonych trendów (Business As Usual, BAU).

Ścieżka rozwoju sektora energetycznego równoważącego popyt na energię i jej podaż w ramach dostępnych opcji technologicznych oraz w obecności możliwych interwencji państwa, wraz z oddziaływaniem na środowisko

Schemat 2. Modelowanie przyszłych mixów energetycznych



i gospodarkę mogą być modelowane na kilka sposobów. Główna linia podziału przebiega między modelami top-down i bottom-up. **Modele bottom-up** koncentrują się na odwzorowaniu technicznych aspektów poszczególnych opcji. Jest to tzw. **podejście inżynierskie** oparte o tworzenie złożonych symulacji systemu energetycznego uwzględniających szeroki zakres opisujących go danych (np. o sieci energetycznej, konkretnych technologiach produkcji, etapach przetwarzania energii). Pozwala ono na dobre odwzorowanie systemu energetycznego, jednak słabo radzi sobie z opisem jego powiązań z resztą gospodarki. W podejściu tym rezultat makroekonomiczny jest prostą sumą efektów mikroekonomicznych, ignoruje więc dodatkowe zjawiska związane z istnieniem złożonej sieci międzysektorowych i międzyrynkowych powiązań w obrębie gospodarki (tzw. rebound effects). Alternatywne **podejście top-down** skupia się na zbudowaniu **modelu całej gospodarki**, w którym sektor energetyczny jest tylko jednym z elementów, oddziałującym na otoczenie i odczuwającym efekty sprzężenia zwrotnego. Mankamentem tej metody jest konieczność uproszczenia modelu samego sektora energetycznego i pominięcie szczegółów technicznych, które mogą być istotne, szczególnie w krótszym okresie.

Powyższy podział zaciera się jednak w ostatnich latach, gdyż coraz powszechniej wykorzystuje się **modele mieszane**, łączące w ramach jednej analizy moduły top-down i bottom-up. Wyniki symulacji bottom-up dostarczają wtedy danych dla modelowania top-down i na odwrót.

Druga linia podziału opracowań dotyczących przyszłych mixów energetycznych biegnie między prognozami warunkowanymi założeniami wyjściowymi (tzw. **forecasting**), a prognozami poszukującymi najlepszej drogi do osiągnięcia z góry postawionego celu (tzw. **backcasting**). Przykładem pierwszego typu są – poza zwykłymi prognozami – ocena ex ante propozycji konkretnych polityk poprzez sprawdzenie, czy według przewidywań modelu dana interwencja publiczna ma szansę spełnić swój cel, jak kosztowna będzie i jakie są jej potencjalne skutki uboczne. Z kolei backcasting bierze pod uwagę szeroki wachlarz scenariuszy, koncentrując się na postawionym celu i analizując różne możliwości jego osiągnięcia. Przykładem może być poszukiwanie sposobów redukcji emisji gazów cieplarnianych o z góry założony procent czy też zapewnienia sobie bezpieczeństwa energetycznego w określonym horyzoncie czasowym. Pierwsze podejście (forecasting) służy więc ocenie istniejących i proponowanych polityk, a drugie (backcasting) – poszukiwaniu i tworzeniu nowych rozwiązań.

W centrum zainteresowania niniejszego opracowania leży po pierwsze **przegląd dotychczasowego dorobku** różnych instytucji zajmujących się poszukiwaniem optymalnego mixu energetycznego dla Polski w perspektywie roku 2030 lub 2050, a po drugie wskazanie na tej podstawie **ramowej propozycji** takiego mixu z uwzględnieniem konieczności znaczącej redukcji emisji dwutlenku węgla w długim okresie.

Poza badaniami analizującymi różne opcje przejścia do niskoemisyjnej energetyki przydatne są również analizy prognozujące skutki obecnych i proponowanych polityk. Pozwalają one bowiem ocenić dotychczasowe postępy

i sprawdzić, jakie skutki mogą mieć propozycje padające w obecnej debacie nad przyszłością polityki klimatyczno-energetycznej Unii Europejskiej.

Tabela 1. Opracowania opisane w przeglądzie w podziale na rodzaj i zakres analizy

	ANALIZA SKUTKÓW MIKROEKONOMICZNYCH	ANALIZA SKUTKÓW MIKRO I MAKROEKONOMICZNYCH
Prognoza/ocena skutków regulacji (forecasting)	Prognozy Agencji Rynku Energii dla MG Prognozy Komisji dot. trendów w energetyce UE	EnergSys – Raport 2030, Raport 2050 Loch Alpine Economics dla Banku Światowego (2011) – model ROCA (analiza tylko makroekonomiczna)
Poszukiwanie sposobów osiągnięcia celu (backcasting)	Greenpeace – [r]ewolucja energetyczna dla Polski Instytut na rzecz Ekorozwoju – Alternatywna Polityka Energetyczna McKinsey&Company, Bank Światowy (2011) – krzywa MAC Międzynarodowa Agencja Energetyczna – Scenariusz 450	IBS dla Banku Światowego (2011) – pakiet IBS-CAST IBS dla WWF i PKE – optymalny mix odnawialny

Źródło: opracowanie własne Instytutu Badań Strukturalnych

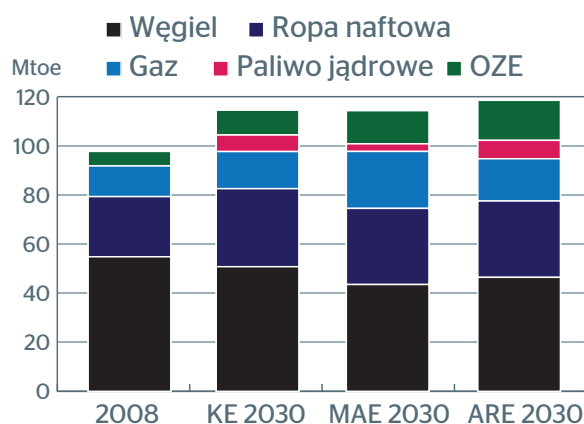
Przegląd opracowań na temat przyszłego mixu energetycznego Polski

W ostatnich latach szereg instytucji przygotowało własne opracowania pokazujące pożądane lub jedynie spodziewane zmiany polskiego energy mix w przyszłości. Wśród nich należy wyróżnić **prognozy Komisji Europejskiej** z 2009 roku prezentujące trendy rozwojowe europejskiej energetyki do 2030 roku bez (baseline) i z uwzględnieniem pakietu klimatyczno-energetycznego (reference), **prognozy Agencji Rynku Energii** przygotowane w 2009 roku na użytek Polityki Energetycznej Polski do 2030 roku i zaktualizowane w roku 2011 dla sektora elektroenergetyki, a także **prognozy Międzynarodowej Agencji Energetycznej** powstałe przy ocenie polskiej polityki klimatyczno-energetycznej. Wszystkie przyjmują jako horyzont czasowy rok 2030.

węgla w wartościach absolutnych zmaleje jedynie nieznacznie, dlatego nadal pozostanie on kluczowym źródłem energii pierwotnej dla polskiej gospodarki.

Największe **różnice** pomiędzy prognozami ARE, MAE i KE występują w **strukturze nośników energii elektrycznej**. Biorą się one głównie z odmiennych założeń dotyczących tempa budowy elektrowni jądrowych, aktualizacji prognoz cen surowców oraz uwzględnienia efektów planowanych działań na rzecz efektywności energetycznej w projekcjach ARE, co przekłada się na niższe przewidywane zużycie energii elektrycznej niż w innych prognozach, a więc także mniejsze zapotrzebowanie na nowe moce elektrowni opartych na węglu kamiennym i brunatnym.

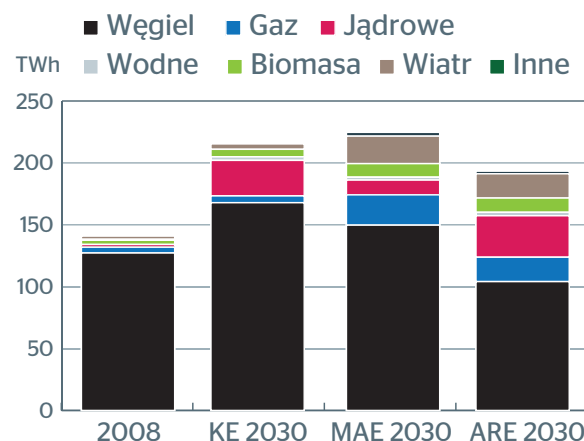
Wykres 2. Zapotrzebowanie Polski na energię pierwotną w 2030 roku – obecne polityki



Źródło: KE (2009), ARE (2009), MAE (2010)

Prognozy wymienionych instytucji są zgodne co do tego, że w ciągu najbliższych 20 lat **popyt na energię będzie wzrastał**, przy czym dodatkowe zapotrzebowanie będzie zaspokajane przez **energię odnawialną, jądrową i gaz**, co doprowadzi do dywersyfikacji mixu i zmniejszenia się w nim względnej roli węgla. Z drugiej strony, zużycie

Wykres 3. Produkcja energii elektrycznej w podziale na nośniki w 2030 roku – obecne polityki



Źródło: KE (2009), ARE (2011), MAE (2010)

Prognoza Komisji Europejskiej, którą przytaczamy na wykresach 2. i 3. nie uwzględnia wymagań pakietu klimatyczno-energetycznego. Dlatego też porównanie prognoz Komisji (baseline), MAE oraz ARE pozwala dostrzec nie tylko obecny kierunek rozwoju polskiej energetyki, ale też jego korekty wywołane polityką klimatyczną

Unii, zarówno w przypadku już obowiązujących celów dotyczących redukcji emisji oraz wykorzystania OZE, jak i planowanych działań dotyczących efektywności energetycznej. Można więc powiedzieć, że opracowanie Komisji przedstawia perspektywy sektora **sprzed** przyjęcia **pakietu klimatyczno-energetycznego**, prognoza MAE – **perspektywy obecne**, a ARE – **skutki zaplanowanego pogłębiania** działań proefektywnościowych w energetyce. Z tego względu prognoza ARE przewiduje najmniejszy wolumen produkowanej energii. Zwraca uwagę, że jednocześnie ARE zakłada największe oczekiwane zapotrzebowanie na energię pierwotną co wynika z wyższego niż w innych prognozach zapotrzebowania odbiorców finalnych na ciepło sieciowe oraz węgiel.

PROGNOZY AGENCJI RYNKU ENERGII

Głównym celem prognozy Agencji Rynku Energii towarzyszącej Polityce Energetycznej Polski przyjętej w 2009 roku było sprawdzenie, czy i w jakim stopniu przewidziane przez nią działania spełnią **założone cele polityki**, a więc poprawę efektywności energetycznej, rozwój konkurencyjnych rynków energii, dywersyfikację i wzrost bezpieczeństwa dostaw energii, rozwój OZE i wywiązanie się z zobowiązań redukcji gazów cieplarnianych. Nie było to więc badanie służące znalezieniu polityki prowadzącej do optymalnego mixu energetycznego, lecz raczej **ocena ex ante skutków** wdrożenia zestawu rozwiązań przedstawionego w **PEP 2030**. Stwierdzono, że cele stawiane w dokumencie zostaną zrealizowane. Przy czym według prognozy do 2020 roku emisje CO₂ zostaną zredukowane o ok. 15 proc. względem 1990, a w 2030 roku będzie pozostawać 8,5 proc. poniżej poziomu z 1990. Efektywność energetyczna osiągnie przed 2030 rokiem poziom krajów UE-15 z 2005 roku, a z OZE będzie pochodzić 18,4 proc. energii elektrycznej w 2020 r. i 18,2 proc. w roku 2030.

Aktualizacja prognozy ARE z roku 2009 została przygotowana w roku 2011 w ramach prac nad *Programem rozwoju energetyki jądrowej w Polsce*. Uwzględnia ona **nowe projekcje cen** surowców na rynkach światowych oraz słabsze perspektywy wzrostu gospodarczego dla Polski po ostatnim kryzysie światowym. Opracowanie to więcej uwagi poświęca **opłacalności wprowadzania energetyki jądrowej** w Polsce oraz rozważaniom nad alternatywnymi scenariuszami rozwoju sektora w przyszłości – znaczących zmian cen surowców oraz praw emisji CO₂, opóźnień przy wdrażaniu czy też rezygnacji z którejś z opcji technologicznych (atom, CCS).

Główne wnioski płynące z nowego opracowania ARE to stwierdzenie **konkurencyjności kosztowej elektrowni**

jądrowych. Wyższe nakłady kapitałowe (67,8 mld euro w wariantie bazowym z elektrowniami jądrowymi i 60,6 mld euro w wariantie bez nich – główna różnica w latach 2020-2025) zwrócić się mają dzięki niższym kosztom paliwa oraz oszczędzaniu na prawach emisji dwutlenku węgla. Analiza wskazuje, że elektrownie jądrowe nie tylko znacząco sprzyjają redukcji gazów cieplarnianych (zmniejszenie emisyjności sektora elektroenergetyki o kilkanaście procent do 2030), ale też zmniejszają wpływ wahań cen emisji CO₂ na ceny energii w Polsce, nie powodując przy tym ich wzrostu.

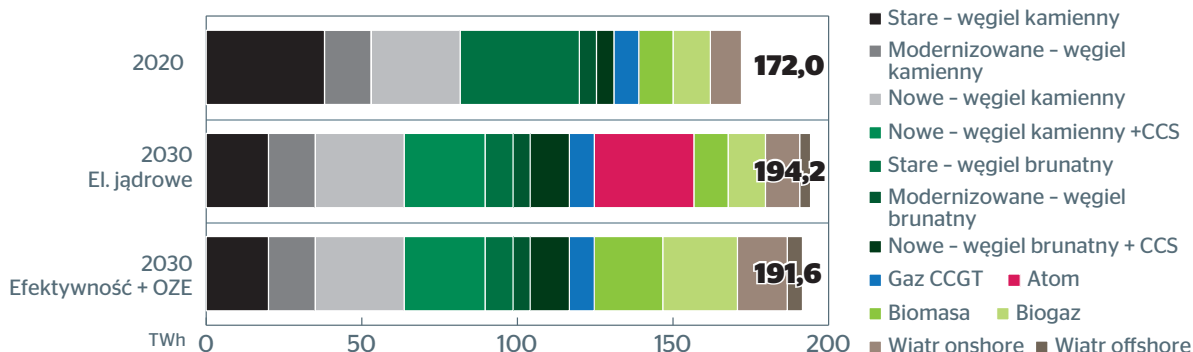
Pomimo tego, nawet w scenariuszu bazowym, w którym energetyka nuklearna pojawia się w Polsce od 2022 roku, ceny hurtowe energii elektrycznej rosną o ok. 70 proc. względem dzisiejszych do 2020 roku i ok. 90 proc. – do 2030 roku. Początkowo wzrost ten wynika głównie z konieczności płacenia za emisje, jednak z biegiem czasu to konieczne **inwestycje** w nowe moce produkcyjne **determinują wzrost kosztów** wytwarzania energii.

INE - ALTERNATYWNA POLITYKA ENERGETYCZNA POLSKI DO ROKU 2030.

Odmienne paradygmat rozwoju energetyki prezentuje opracowana przez **Instytut na rzecz Ekorozwoju** w 2009 roku *Alternatywna Polityka Energetyczna Polski do roku 2030*. W trakcie prac nad APE rozważano szereg scenariuszy zrównoważonego rozwoju sektora energetycznego, które miały spełnić szereg wymagań. Zasadniczym założeniem metodologicznym było spełnienie wymogów pakietu klimatyczno-energetycznego i umożliwienie dalszych redukcji w kolejnych latach. W ramach ścieżek spełniających ten warunek InE poszukiwał takich, które będą najlepsze dla Polski z punktu widzenia społeczno-gospodarczego, a więc większą bezpieczeństwo energetyczne Polski, umożliwią restytucję mocy wycofywanych w elektroenergetyce po 2015 roku, zapewnią usługi energetyczne na wysokim poziomie sprzyjające wysokiej konkurencyjności gospodarki.

W trakcie prac nad APE przeprowadzono analizę szeregu scenariuszy – szerokiego mixu energetycznego, mixów bez energii jądrowej, gazu czy węgla brunatnego, z maksymalnym wykorzystaniem potencjału OZE czy efektywności energetycznej. Na podstawie **prostej jakościowej analizy** poszczególnych elementów mixu energetycznego, uwzględniającej szeroki wachlarz kryteriów gospodarczych, społecznych i środowiskowych, wskazano, że największe ogólne korzyści przyniesie **wspieranie energoefektywności i zielonych źródeł energii**. APE odnosi się za to sceptycznie do elektrowni

1. Tu i dalej – ceny w euro z 2005 roku

Wykres 4. Mix produkcji energii elektrycznej wg typu elektrowni – dwa scenariusze APE

Źródło: InE (2009)

jądrowych argumentując, że są one najmniej korzystnym rozwiązaniem m.in. z powodu słabego doświadczenia Polski we wdrażaniu technologii oraz znaczących nakładów inwestycyjnych, które zdaniem analizy jedynie w ograniczonym stopniu przyczynią się do powstania nowych miejsc pracy i rozwoju firm lokalnych. APE **zaleca wsparcie energii rozproszonej**, w szczególności opartej na OZE.

Jakościową ocenę w opracowaniu Instytutu na rzecz Ekorozwoju uzupełnia porównanie **ilościowych efektów dla sektora energetycznego** (struktura produkcji) wprowadzenia dwóch mixów – efektywnościowego z OZE i atomowego. Do 2020 obie ścieżki się nie różnią, gdyż w tej perspektywie nie ma technologicznej możliwości wprowadzenia energii jądrowej w Polsce. Natomiast w perspektywie 2030 roku rezygnacja z elektrowni atomowych w drugim scenariuszu zostaje zrównoważona przez większe wykorzystanie OZE – biomasy, biogazu i energii wiatrowej. Większość działań z zakresu efektywności energetycznej zostaje wdrożona w obu scenariuszach, gdyż w obu jest opłacalna. Koszty inwestycyjne w latach 2020-2030 wynoszą 66 mld euro w przypadku scenariusza efektywnościowo-odnawialnego i 63-69 mld euro dla scenariusza z elektrowniami jądrowymi (w zależności od warunków finansowania ich budowy). Są więc bardzo podobne do szacunków ARE. W obu scenariuszach do 2020 roku zostaje osiągnięta redukcja 20 proc. emisji sektora energii elektrycznej względem 2005 roku, a do 2030 sięga ona ponad 50 proc.

MIĘDZYNARODOWA AGENCJA ENERGETYCZNA - SCENARIUSZ 450

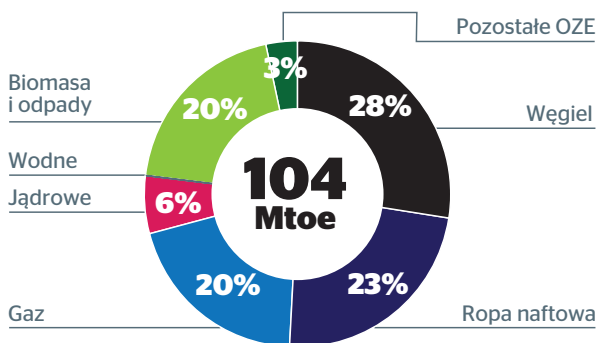
W opracowaniu z 2010 roku *Energy and CO2 emissions scenarios of Poland* Międzynarodowa Agencja Energii oprócz prognozy oddziaływania obecnych polityk przedstawia **efekty wprowadzenia** w Polsce pakietu rozwiązań

w ramach **tak zwanego scenariusza 450**. Został on po raz pierwszy przedstawiony w World Energy Outlook 2009, przed szczytem w Kopenhadze, i obejmował całą gospodarkę światową. Jest to zestaw rozwiązań, które pozwolą przejść gospodarce światowej na ścieżkę rozwoju gwarantującą utrzymanie relatywnie bezpiecznej koncentracji dwutlenku węgla w atmosferze (450 ppm). Miałoby to z 50-procentowym prawdopodobieństwem pozwolić na utrzymanie globalnego wzrostu temperatury w granicach 2 st. Celsjusza. Scenariusz ten przewiduje **stopniowe rozszerzanie systemu handlu emisjami** w energetyce i przemyśle na kraje spoza UE oraz **podjęcie skoordynowanych działań redukcyjnych** w innych sektorach. Należy zauważyć, że pakiet propozycji MAE ma raczej **charakter rekomendacji** i służy pokazaniu, że przy odpowiednim zaangażowaniu w skali globalnej, istnieje realna możliwość redukcji emisji do pożądanych poziomów. Horyzont czasowy danej projekcji, podobnie jak poprzednich, to 2030 rok.

Według wyliczeń MAE, wprowadzenie powyższych rozwiązań w Polsce umożliwi **głębszą redukcję emisji CO₂** niż obecnie istniejące polityki. Zgodnie ze scenariuszem 450 emisje w Polsce spadną w latach 2008-2030 o ponad jedną trzecią, co odpowiada 42 proc. redukcji względem 1990 roku. Będzie to możliwe dzięki większej poprawie efektywności energetycznej niż w planach rządowych, szczególnie w transporcie, co przełoży się na powolniejszy wzrost zapotrzebowania na energię. Istotne będzie też szersze wprowadzanie rozwiązań niskoemisyjnych w elektroenergetyce. Należą do nich większe wykorzystanie energii wiatrowej, instalacji CCS (wychwytywania i składowania dwutlenku węgla) oraz zastępowanie węgla i ropy naftowej biopaliwami i gazem. Z analiz MAE wynika, że gaz będzie ważnym pomostem ułatwiającym przejście do niskoemisyjnego pozyskiwa-

Wykres 5. Polski energy mix w 2030 roku wg scenariusza 450

ŹRÓDŁA ENERGII PIERWOTNEJ



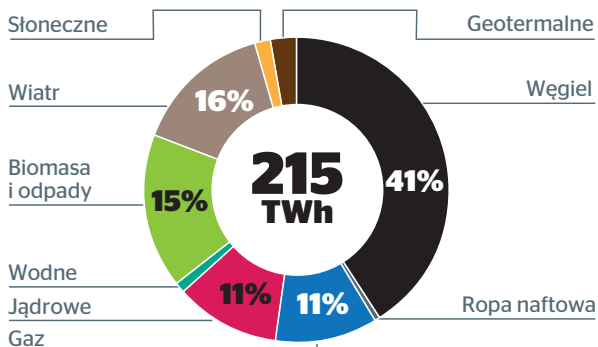
Źródło: MAE (2010)

nia energii poprzez redukcję emisje w średnim okresie, zarówno w Polsce, jak i na świecie. Warto podkreślić, że w opracowaniu MAE dużo uwagi poświęcono sektorowi transportu, w którym zarówno nakłady inwestycyjne, jak i oszczędności są największe.

Oprócz znaczącej redukcji emisji, w scenariuszu 450 polski mix energetyczny w 2030 roku jest bardziej zdywersyfikowany niż w planach rządowych dzięki szerszemu wykorzystaniu biopaliw i gazu. W elektroenergetyce szczególną rolę zaczynają odgrywać OZE, odpowiadając za ponad 1/3 generacji.

Scenariusz 450 wymaga **nakładów inwestycyjnych** w wysokości 104 mld euro do 2030 roku (tj. o ok. **40 mld więcej** w porównaniu z przewidywaniami PEP2030 i APE), z czego 72 mld będą kosztować bardziej efektywne silniki spalinowe oraz wprowadzanie aut hybrydowych, 14 mld – inwestycje w elektroenergetyce (przyniosą one największe redukcje), a 11 mld – efektywność energetyczna budynków. Dwie trzecie dodatkowych inwestycji miałyby zostać podjęte w latach 2020-2030, wtedy też nastąpiłaby największa redukcja. W tym scenariuszu MAE przewiduje, że w roku 2020 na dodatkowe inwestycje przeznaczone zostanie 0,7, a w 2030 – 1,2 proc. PKB. Jednocześnie jednak raport wskazuje, że **skumulowane oszczędności** gospodarki związane z niższymi wydatkami na zakup źródeł energii w scenariuszu 450 sięgnęłyby 121 mld euro do roku 2030. Byłyby więc **wyższe od poniesionych nakładów** o ponad 17 mld euro. Przy tym 34 mld oszczędności przypadnie na sektory nieenergetyczne.

PRODUKCJA ENERGII ELEKTRYCZNEJ

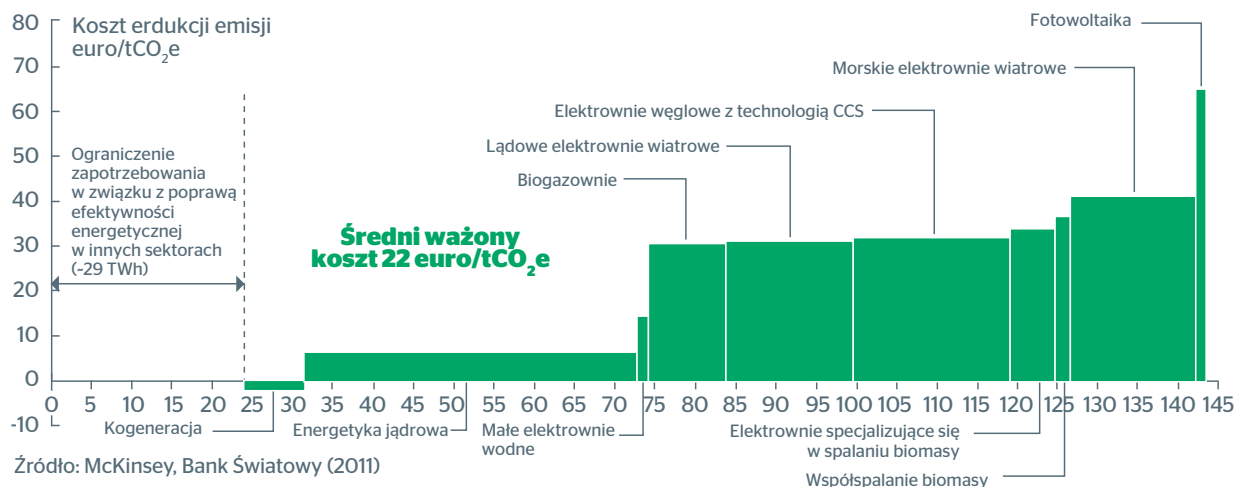


ENERGSYS DLA PKEE - RAPORT 2030

Głównym celem *Raportu 2030* autorstwa firmy **EnergSys** była **ocena skutków gospodarczych** wdrożenia unijnego pakietu klimatyczno-energetycznego z 2008 roku w Polsce. W tym celu przy pomocy zestawu narzędzi *top-down* i *bottom-up* porównano scenariusz odniesienia (bez pakietu) ze scenariuszem EU-MIX (z pakietem).

W scenariuszu odniesienia mix energetyczny istotnie się nie zmienia w porównaniu ze stanem obecnym – nadal dominującą rolę odgrywają w nim paliwa kopalne, przede wszystkim węgiel, udział OZE pozostaje niski, nie pojawia się też energetyka jądrowa. Natomiast w scenariuszu EU-MIX udział OZE (głównie wiatru) w mixie rośnie zgodnie z 15-proc. celem, a w 2020 roku pojawia się pierwsza **elektrownia jądrowa**. W latach 2020-2030 przejściowo zwiększa się też udział **gazu ziemnego** w generacji elektryczności, jednak pod koniec okresu maleje on wraz z wprowadzaniem kolejnych reaktorów atomowych do użytku oraz pojawieniem się **zmodernizowanych elektrowni węglowych**.

Według szacunków EnergSys, wdrożenie unijnej polityki klimatycznej w jej obecnym kształcie w perspektywie roku 2030 będzie oznaczać – w znacznej mierze związane z wymogami dot. OZE – większe o 60 mld zł nakłady inwestycyjne w rozbudowę nowych mocy produkcyjnych (236 mld zł – scenariusz referencyjny, 294 mld zł – EU-MIX) oraz wyższe średnie koszty produkcji energii elektrycznej (197-241 zł/MWh – scenariusz referencyjny, 326-343 zł/MWh – EU-MIX). Przełoży się to na wyższe o 8-12 mld zł roczne wydatki gospodarstw domowych i przedsiębiorstw na zaspokojenie potrzeb energetycznych, co z kolei, według modelu makroekonomicznego

Wykres 6. Krzywa MAC krańcowych kosztów redukcji emisji dla energetyki

wykorzystanego w badaniu, przełoży się na dużo niższy niż w scenariuszu odniesienia poziom PKB w przyszłości – o 7,5 proc. w 2020 r. i o 15 proc. – w 2030 r. Szacunki te **znacznie odbiegają** in minus od wszystkich pozostałych analiz makroekonomicznych oceniających realizację różnych wariantów polityki redukcji emisji (Bank Światowy, Komisja Europejska, IBS etc). Jak się wydaje to właśnie w oparciu o nie autorzy opracowania EnergSys konkludują, że narzędzia wprowadzone przez pakiet klimatyczno-energetyczny (aukcje uprawnień, wymogi OZE) są niedopasowane do sytuacji polskiej gospodarki.

BANK ŚWIATOWY – TRANSFORMACJA W KIERUNKU GOSPODARKI NISKOEMISYJNEJ W POLSCE.

Na początku 2011 roku ukazał się raport **Banku Światowego Transformacja w kierunku gospodarki niskoemisyjnej w Polsce** przedstawiający zbiór analiz ekonomicznych pomagających odpowiedzieć na pytanie, w jaki sposób Polska może w najefektywniejszy sposób przejść do niskoemisyjnego rozwoju gospodarczego i jakie koszty będą się z tym wiązały. Na opracowanie składały się szereg elementów sporządzonych przez podmioty zewnętrzne: (1) zbiór opcji technologicznych redukcji emisji CO₂ przygotowany przez firmę **McKinsey**, (2) analizy makroekonomiczne oparte o model ROCA (Regional Options for Carbon Abatement) przygotowany przez **Loch Alpine Economics**, (3) analizy mikro i makroekonomiczne przygotowane za pomocą pakietu IBS CAST (Climate Assessment Simulation Toolbox) opracowanego przez **Instytut Badań Strukturalnych** oraz (4) analizy własne Banku dla sektora transportowego oparte o model Tremove plus.

Opcje redukcji emisji przedstawione przez McKinsey (dokładniejszy opis pakietu można znaleźć w McKinsey (2009) oraz w załącznikach raportu Banku Światowego) zostały wykorzystane do konstrukcji **mikroekonomicznej krzywej krańcowych kosztów** redukcji emisji MAC. Poka-

zano na niej w czytelnej formie koszty i potencjał poszczególnych rozwiązań technicznych zmniejszających emisyjność polskiej gospodarki. Warto zauważyć, że znaczna część rozważanych działań redukcyjnych do 2030 roku przyniesie oszczędności netto podmiotom je wprowadzającym. Dotyczy to głównie działań w zakresie efektywności energetycznej, natomiast inwestycje w niskoemisyjność elektroenergetyki wiąże się z kosztami netto.

Model ROCA wykorzystano do oszacowania wpływu unijnych celów „3x20” na sektor energetyczny i gospodarkę jako całość do 2020 roku. Jest to model opierający się przede wszystkim o odgórne podejście do modelowania zmian w energetyce z elementami podejścia bottom-up. Wykorzystano w tym celu metodologię CGE w postaci statycznego modelu całej gospodarki wyposażonego w rozbudowany sektor energetyczny oraz powiązania z UE. W ramach analizy poza scenariuszem bazowym rozważono warianty alternatywne różniące się założeniami dotyczącymi regulacji (np. zakres bezpłatnych przydziałów praw emisji), możliwości technicznych kształtowania mixu energetycznego (udział gazu, energetyki jądrowej) czy struktury samego modelu. W większości scenariuszy analizy Loch Alpine Economics przewidują nieznaczne zmniejszenie udziału węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej, głównie na rzecz gazu, oraz zwiększenie udziału OZE. Podejście makroekonomiczne pozwala na przedstawienie kosztów makroekonomicznych pakietu. Roca wskazuje, że PKB będzie niższe o 1,1-1,7 proc. w 2020 roku w porównaniu do scenariusza bez celu „3x20”, przy czym produkcja w energochłonnych sektorach spadnie od 1,9 do 4,4 proc., a stopa bezrobocia wzrośnie o 0,4-0,5 pp. Wyniki te są **o rząd wielkości (tj. 10 razy) niższe od wskazań EnergSys**. Pozostają jednocześnie zbieżne z analizami IBS. W analizie zwraca się uwagę na szkodliwe oddziaływanie rozdrobnienia instrumentów politycznych, które narzucają cele redukcyjne na poziomie sektorowym, a nie całej gospodarki.

Opracowany przez IBS zbiór narzędzi IBS CAST pozwala na połączenie wniosków analizy mikroekonomicznej z symulacjami makroekonomicznymi. Pozwala to na dokonanie oceny **makroekonomicznych skutków mikroekonomicznego pakietu** zbieżnego z propozycjami firmy McKinsey, a także **wyznaczenie optymalnego mixu energetycznego** – a więc poszukiwania drogi do wysokich redukcji emisji w sektorze energetycznym z uniknięciem nadmiernego obciążenia gospodarki realnej.

Punktem wyjścia analizy IBS jest konstrukcja scenariusza odniesienia BAU, który zakłada brak jakichkolwiek polityk nastawionych na redukcję CO₂. Emisyjność i energoefektywność gospodarki polskiej jest wyznaczana na podstawie ekonometrycznej analizy konwergencyjnej – zakłada więc, że mimo ogólnej poprawy tych wskaźników w Europie Polska nadal będzie zbiegała do średniej europejskiej w zgodzie ze wzorcami zaobserwowanymi w przeszłości dla innych państw Europy. Następnie skutki odchylenia od tej ścieżki rozwoju spowodowane wdrażaniem opcji technologicznych redukujących emisje są szacowane za pomocą szczegółowego modelu makroekonomicznego klasy DSGE – IBS MEMO (MacroEconomic Mitigation Options model). Szczególna uwaga jest przy tym poświęcona sektorowi elektroenergetycznemu – oddzielny moduł IBS MIND (Microeconomic Investment Decision Module) analizuje możliwe ścieżki jego rozwoju, optymalizując kosztowo alternatywne pakiety technologiczne, przy obecności szeregu dodatkowych ograniczeń technologicznych, emisyjnych czy energetycznych. Rekompensatę dla sektora prywatnego za dodatkowe koszty ponosi (pośrednio lub bezpośrednio) rząd w wysokości gwarantującej, że rentowność inwestycji w niskoemisyjne elektrownie zrówna się z rentownością inwestycji w elektrownie węglowe. Powyższe narzędzia pozwalają stworzyć makroekonomiczny odpowiednik krzywej MAC oraz wyznaczyć optymalny z mikro i makroekonomicznego punktu widzenia mix produkcji energii elektrycznej.

Porównanie przez IBS mikro- i makroekonomicznych kosztów i korzyści poszczególnych działań wskazuje, że może występować między nimi znaczna różnica, a więc, że **czysto mikroekonomiczne podejście jest niewystarczającą przesłanką** decyzji politycznych. Widać to na przykładzie inwestycji w elektroenergetyce. Chociaż budowanie elektrowni wiatrowych na lądzie jest kosztowne dla podmiotów realizujących inwestycje (lub państwa zmuszonego dotować producentów zielonej energii), to ich wpływ na całość gospodarki jest w dłuższym okresie pozytywny ze względu na niską zasobochłonność tej technologii.

Dotyczy to także innych technologii o ile oszczędności na paliwach po wdrożeniu niskoemisyjnych rozwiązań zrekompensują poniesione nakłady w dostatecznym

Tabela 2. Krańcowe makroekonomiczne koszty redukcji emisji w energetyce do 2030 r. (interwencja finansowana przez VAT)

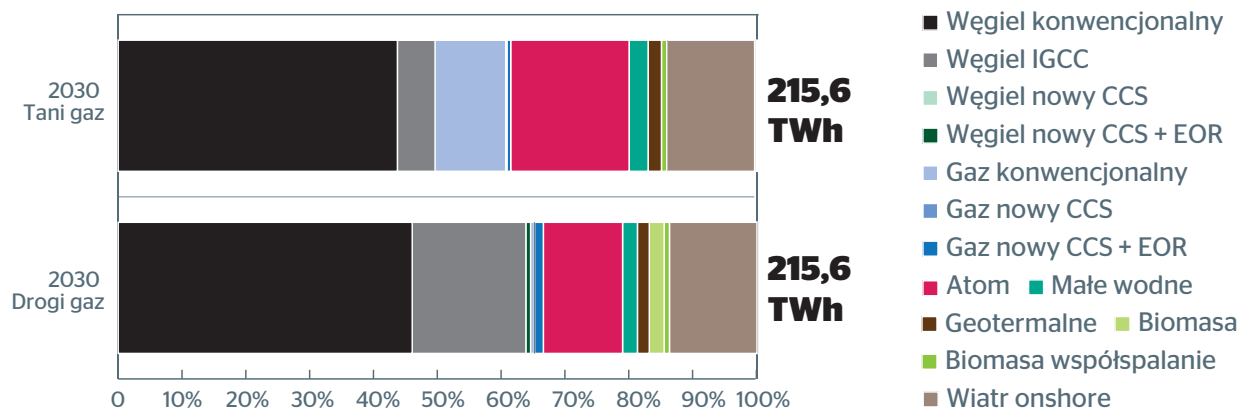
	Redukcja emisji w energetyce względem BAU (proc.)	Zmiana PKB względem BAU (proc.)	Relacja zmiany PKB do redukcji emisji
Węgiel IGCC	4,83	-0,02	0,00
Gaz konwencjonalny	5,54	-0,29	-0,05
Gaz CCS	0,16	-0,01	-0,05
Gaz CCS + EOR	0,42	0,03	
Elektrownia jądrowa	18,28	-0,68	-0,04
Biomasa	0,16	0,00	-0,03
Geotermia	1,99	-0,15	-0,07
Farma wiatrowa na lądzie	12,73	0,35	0,03
Mała elektrownia wodna	2,57	0,15	0,06
Fotowoltaika	0,32	-0,08	-0,25
RAZEM	47,13	-0,73	-0,02

Źródło: IBS, Bank Światowy (2011)

stopniu. **Po niskoemisyjnej transformacji wzrost gospodarczy na powrót przyspiesza**, nadrabiając w znacznej mierze koszty jej wprowadzania. Czas potrzebny na osiągnięcie tego efektu jest pochodną nakładów kapitałowych i skali oszczędności – w konsekwencji w wypadku kapitałochłonnej energetyki jądrowej jest on dłuższy niż w wypadku elektrowni wiatrowych. Jednak w długiej perspektywie także ta technologia pozytywnie oddziałuje na gospodarkę poprzez uwolnienie zasobów zamrożonych w pracy i transportochłonnym sektorze węglowym. **Wnioski IBS są w tym względzie zbieżne z konkluzjami MAE.** Ważną konkluzją tych analiz jest także zwrócenie uwagi na rolę jaką dla skutków ekonomicznych odgrywa **sposób finansowania pakietu**. Według szacunków IBS, najbardziej niekorzystne będzie podnoszenie podatków (zwłaszcza nałożonych na pracę), natomiast ograniczenie transferów socjalnych pozwoli uniknąć głębszych spadków produkcji i zatrudnienia.

Struktura optymalnego mixu produkcji energii elektrycznej w symulacjach IBS **zależy** w znacznej mierze **od cen gazu ziemnego**, która przekłada się na większą konkurencyjność elektrowni gazowych względem innych rozwiązań ograniczających emisyjność sektora. W przypadku wysokich cen gazu musi on zostać zastąpiony innymi technologiami. Wiążące się z tym zmniejszenie emisji pozwala zrezygnować z budowy części reaktorów jądrowych przy zachowaniu wysokiego poziomu redukcji CO₂. Według

Wykres 7. IBS MIND – optymalny mix produkcji energii elektrycznej w zależności od cen gazu



Źródło: IBS, Bank Światowy (2011)

szacunków IBS, przejście do optymalnego mixu elektroenergetycznego redukującego emisje sektora o połowę do 2030 roku względem scenariusza BAU (bez polityki klimatycznej) i o jedną trzecią względem 2008 roku obniży polskie PKB o 0,7-1,0 proc. w razie niskich cen na gaz i o 1,0-1,3 proc. przy drogim gazie. Dodatkowe inwestycje w tych scenariuszach wyniosą przeciętnie odpowiednio 13 i 14 mld zł rocznie (wg cen z 2010) tj. łącznie ok. 65 mld euro. Dla porównania IBS szacuje, że zastosowanie mixu z prognozy ARE (2009) będzie oznaczało, że polski PKB będzie niższy niż w wariantcie BAU o 1,8-2,8 proc. Wiąże się to z negatywnym oddziaływaniem o połowę wyższych inwestycji kapitałowych i ich nagromadzenia na początku następnej dekady – będą one wypychać inwestycje w innych sektorach gospodarki. W scenariuszach optymalnych wysiłek inwestycyjny jest natomiast rozłożony równomiernie w czasie, nie dusząc aktywności gospodarczej w innych sektorach, a w wielu wypadkach nawet ją zwiększając. Ogólnie rzecz biorąc przedstawione w raporcie Banku Światowego szacunki IBS mikroekonomicznych i makroekonomicznych kosztów polityki klimatycznej do roku 2030 są **zbieżne** odpowiednio z **szacunkami** m.in. ARE/MAE oraz Loch Alpine Economics.

IBS, WWF POLSKA I PKE – NISKOEMISYJNE DYLEMATY

Zestaw narzędzi IBS CAST został również wykorzystany w opracowaniu powstałym na zlecenie **WWF Polska oraz Okręgu Mazowieckiego Polskiego Klubu Ekologicznego** w 2011 roku. Rozważana jest w nim możliwość redukcji emisji gazów cieplarnianych do roku 2030 o ok. 50 proc. względem 2008 roku. Podobnie jak w raporcie Banku Światowego, przyszły mix energetyczny analizowany jest tutaj tylko dla produkcji energii elektrycznej przy pomocy modułu MIND, który został poszerzony o opcje poprawy efektywności energetycznej.

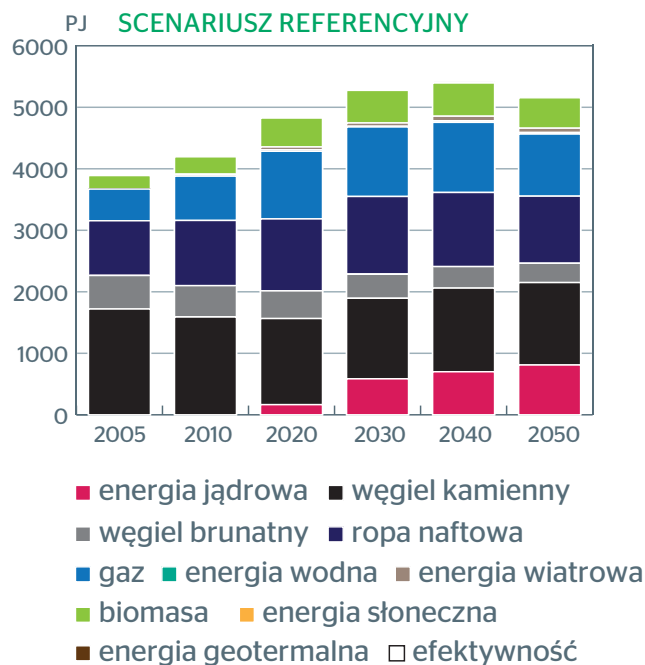
Rozważany jest scenariusz **przesunięcia** polskiej **elektroenergetyki** w kierunku **odnawialnych źródeł energii**. Wśród odnawialnych mixów optymalny jest wariant oparty na farmach wiatrowych na lądzie oraz elektrowniach korzystających z biomasy, dodatkowo wykorzystujących technologię CCS. Według szacunków IBS, ten wariant rozwoju elektroenergetyki wymaga dodatkowo ok. 15 mld złotych **inwestycji** rocznie, czyli ok. **1 proc. polskiego PKB**. Makroekonomicznym efektem będzie ok. **dwuprocentowy spadek PKB** do 2030 roku względem BAU, jednak może on zostać złagodzony przez działania poprawiające efektywność energetyczną, szczególnie w transporcie. Dodatkowy impuls wzrostowy rzędu 1-2,5 proc. oraz poprawę sytuacji na rynku pracy mogłoby przynieść **przeznaczenie wpływów z podatków węglowych** (lub ich ekwiwalentów, takich jak EU ETS) na **obniżenie innych danin publicznych** – PIT i VAT.

Opisane wyżej opracowania przyjmowały za horyzont prognozy najbliższe 20 lat. Pojawiły się również dwie analizy ścieżek rozwoju polskiej energetyki w perspektywie 2050 roku.

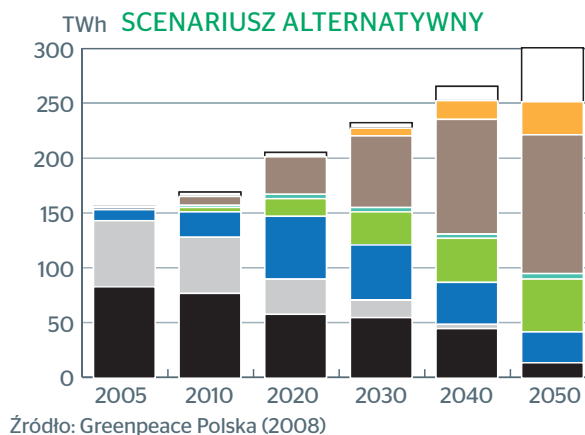
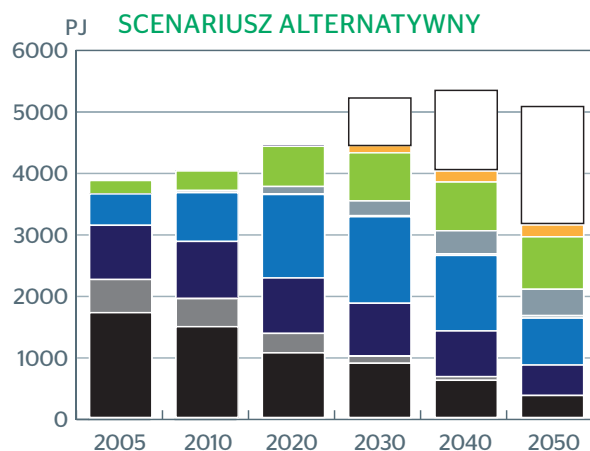
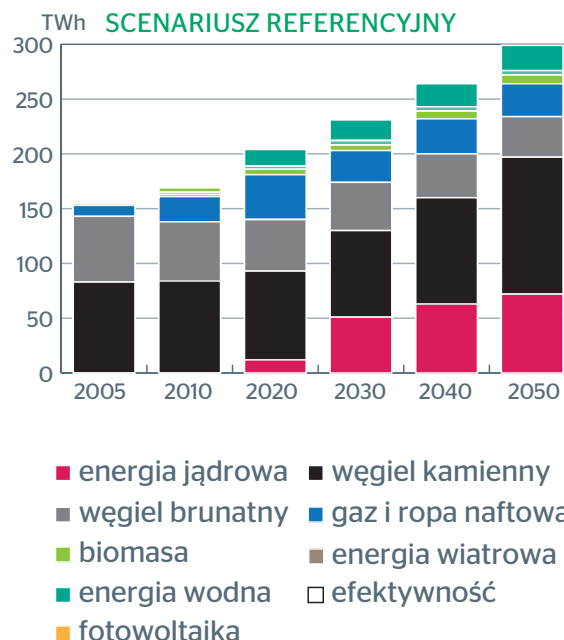
EC BREC IEO, DLR IOTT, GREENPEACE – [R]EWOLUCJA ENERGETYCZNA DLA POLSKI.

W 2008 roku **Greenpeace Polska** przedstawiła propozycję długoterminowych działań ukierunkowanych na przejście polskiej energetyki od paliw kopalnych do energii odnawialnej. Autorzy raportu rozważają dwa scenariusze. Scenariusz referencyjny, oparty na projekcie Polityki Energetycznej Polski do 2030 r. z 2007 roku, zakłada brak zdecydowanych działań w kierunku zmiany struktury polskiego mixu energetycznego oraz poprawy efektywności energetycznej, a więc utrzymanie silnej zależności od paliw kopalnych, wzrost popytu na energię oraz pojawienie się energii jądrowej w polskim mixie.

Wykres 8. Scenariusz referencyjny i alternatywny Greenpeace – mix źródeł energii pierwotnej



Wykres 9. Scenariusz referencyjny i alternatywny Greenpeace – mix źródeł energii elektrycznej



Źródło: Greenpeace Polska (2008)

Scenariusz alternatywny – tzw. „rewolucji energetycznej” – przewiduje natomiast zdecydowane działania na rzecz wdrażania OZE, które mają zaspokajać w 2050 połowę zapotrzebowania na energię pierwotną, a także **radikalną poprawę energoefektywności**, dzięki czemu zapotrzebowanie to przestanie rosnąć wraz ze wzrostem gospodarczym, a nawet zacznie spadać w dłuższym okresie. Oznacza to m.in. upowszechnienie się energetyki **wiatrowej**, elektrowni na **biomasie**, **samochodów elektrycznych i hybrydowych**. W średnim okresie emisje pomagają zredukować tymczasowe zwiększenie wykorzystania **gazu ziemnego**, natomiast energia jądrowa nie pojawia się w mixie energetycznym w ogóle.

W scenariuszu rewolucji energetycznej szczególnie dużą rolę OZE ma odgrywać w elektroenergetyce – aż 80 proc. energii elektrycznej miałoby być generowane dzięki wykorzystaniu potencjału **wiatru, biomasy i słońca**. Oceniając koszty obu scenariuszy, autorzy skupiają się na **kosztach wytworzenia energii**, stwierdzając, że jednostkowe koszty będą **wyższe** przez większość analizowanego okresu **w wariantcie „zielonym”**. Jednak efekt ten będzie łagodzony przez zmniejszenie ogólnego zapotrzebowania na energię, a po 2040 roku koszty jednostkowe czystego wytwarzania energii będą nawet niższe dzięki doskonaleniu technologii i efektom uczenia się poprzez wdrażanie nowych rozwiązań na dużą skalę.

W odróżnieniu od analiz innych ośrodków opracowanie Greepeace **nie przedstawia zakresu nakładów inwestycyjnych** wymaganych w obu scenariuszach, z drugiej strony – nie analizuje też pozytywnych skutków ograniczenia globalnego ocieplenia oraz innych negatywnych efektów zewnętrznych funkcjonowania energetyki opartej na paliwach kopalnych.

ENERGSYS DLA PKEE – RAPORT 2050

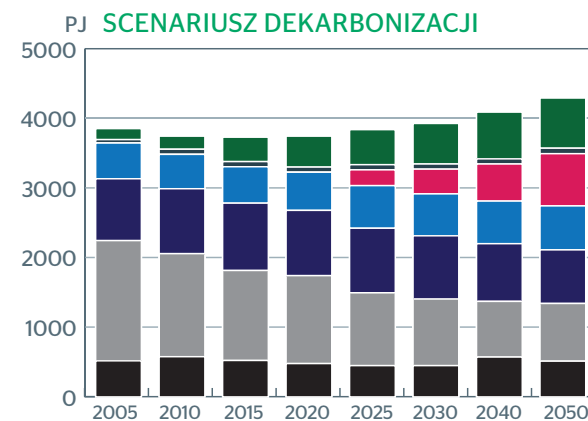
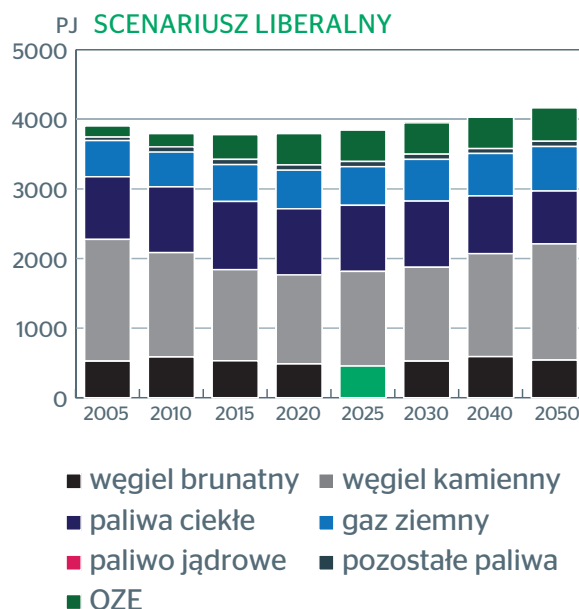
W połowie 2010 roku ukazały się wyniki przeprowadzonego przez **EnergSys na zlecenie PKEE** badania *Raport 2050. Ocena skutków ustanowienia celów głębokiej redukcji emisji gazów cieplarnianych w UE do roku 2050, ze szczególnym uwzględnieniem skutków dekarbonizacji produkcji energii elektrycznej dla Polski*. Jest to **rozszerzenie analizy zawartej** we wcześniejszym raporcie 2030, które **ocenia skutki możliwego zaostrożenia polityki klimatycznej** w postaci ustanowienia europejskiego celu redukcyjnego na poziomie 75 proc. do roku 2050.

W Raporcie rozważany jest szereg scenariuszy różniący się polityką dotyczącą emisji (liberalna – brak polityki klimatycznej; kontynuacji – zachowanie obecnych celów i instrumentów pakietu klimatyczno-energetycznego; dekarbonizacji – osiągnięcie przez Polskę redukcji emisji o 75 proc do 2050 roku) oraz efektywności energetycznej (referencyjny – obecne działania proefektywnościowe; transportowy – przechodzenie na samochody elektryczne; efektywnościowy – samochody elektryczne oraz silne zachęty oszczędzania energii).

Polityka **dekarbonizacji** w istotny sposób **zmienia mix energetyczny** Polski, przy czym w największym stopniu uwidacznia się to w elektroenergetyce. **Źródła produkcji** energii elektrycznej w 2050 w warunkach dekarbonizacji są znacznie **bardziej zróżnicowane** niż przy braku polityki klimatycznej. Ponad połowę produkcji zapewniają OZE oraz energetyka jądrowa, dominują one też pod względem zainstalowanych mocy produkcyjnych. W pozostających na rynku elektrowniach węglowych są natomiast wdrażane technologie CCS. Według analizy EnergSys, niezależny od polityki klimatycznej jest jeden trend – **rosnące znaczenie elektrociepłowni kosztem zwykłych elektrowni**.

Obliczenia EnergSys wskazują, że nakłady inwestycyjne do 2050 roku przy polityce dekarbonizacji będą wyższe o 74-93 mld zł w porównaniu do obecnej polityki klimatycznej oraz o 210-225 mld zł w porównaniu do scenariusza bez narzucania redukcji CO₂. Z kolei wzrost kosztów wytwarzania energii wyniesie 10-19 mld zł rocznie względem scenariusza kontynuacji oraz 13-25 mld zł rocznie względem scenariusza bez polityki klimatycznej.

Wykres 10. Raport 2050, scenariusz liberalny i dekarbonizacji przy obecnych działaniach proefektywnościowych, źródła energii pierwotnej

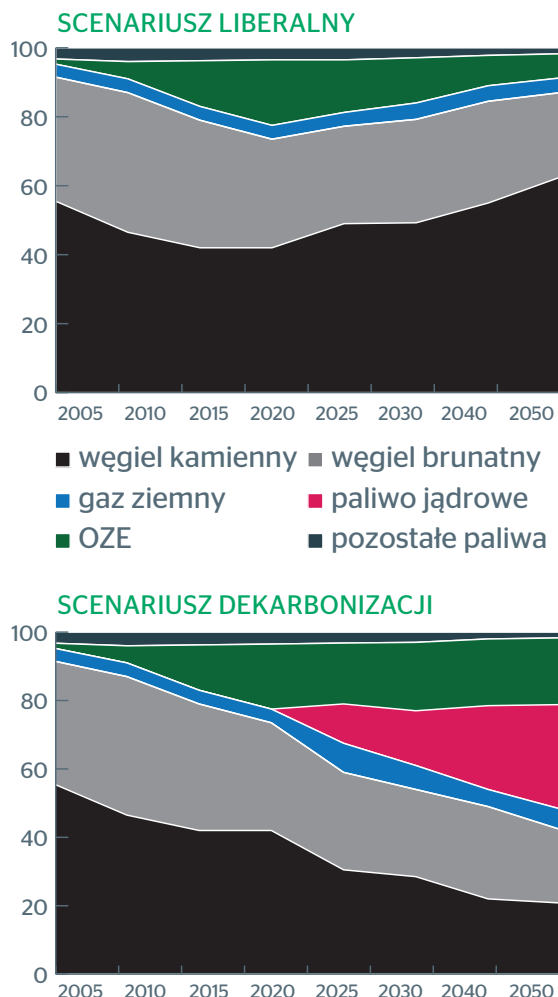


Źródło: EnergSys (2010)

Łączne koszty polityki dekarbonizacji, wraz z kosztem zakupu uprawnień do emisji, EnergSys szacuje na 13-15 mld rocznie rosnące od 2020 roku do 71-87 mld zł w 2050 roku.

Warto zaznaczyć, że propozycja UE dla krajów rozwiniętych na szczycie klimatycznym w Kopenhadze w 2009 roku zakładała głębsze redukcje emisji, na poziomie 80-95 proc. dla krajów rozwiniętych. Obecnie, po upublicznieniu w marcu przez Komisję Europejską mapy drogowej do niskoemisyjnej gospodarki w 2050 roku, przedmiotem debaty na szczelbu unijnym jest **redukcja emisji o 80 proc. do połowy wieku**. Trwają prace EnergSys nad nową odsłoną badania, zleconą przez KIG, PGE

Wykres 10. Raport 2050, scenariusz liberalny i dekarbonizacji przy obecnych działaniach proefektywnościowych, moce elektrowni według źródeł energii



Źródło: EnergSys (2010)

oraz TAURON Polska Energia, oceniającą skutki konkretnych propozycji KE – **ostateczne wyniki mają ukazać się pod koniec 2011 roku**, niemniej upublicznione wstępne wnioski są jakościowo zbliżone do opisanych wyżej. Zakładają one wyższe o kilkanaście procent niż w Raporcie 2050 koszty polityki dekarbonizacji oraz związany z nią powolniejszy wzrost PKB, przekładający się na jego poziom niższy o ok. 11 proc. względem scenariusza bez polityki klimatycznej i o 1-3,5 proc. względem obecnych rozwiązań.

Tabela 3. Podsumowanie przeglądu opracowań na

ROK	NAZWA	AUTORZY/ ZAMAWIAJĄCY	
2008	[R]ewolucja energetyczna dla Polski. Scenariusz zaopatrzenia Polski w czyste nośniki energii w perspektywie długookresowej.	EC BREC IEO, DLR IoTT/ Greenpeace Polska	
2008	Raport 2030. Wpływ proponowanych regulacji unijnych w zakresie wprowadzenia europejskiej strategii rozwoju energetyki wolnej od emisji CO2 na bezpieczeństwo energetyczne Polski, a w szczególności możliwości odbudowy mocy wytwórczych wykorzystujących paliwa kopalne oraz poziom cen energii elektrycznej	EnergSys/ PKEE	
2009	EU energy trends to 2030 – update 2009	Komisja Europejska	
2009	Ocena potencjału redukcji emisji gazów cieplarnianych w Polsce do roku 2030	McKinsey & Company	
2009	Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 roku	ARE S.A/ Ministerstwo Gospodarki	
2009	Alternatywna polityka energetyczna Polski do 2030 roku	Instytut na rzecz Ekorozwoju	
2010	Raport 2050. Ocena skutków ustanowienia celów głębokiej redukcji emisji gazów cieplarnianych w UE do roku 2050, ze szczególnym uwzględnieniem skutków dekarbonizacji produkcji energii elektrycznej dla Polski.	EnergSys/ PKEE	
2010	Energy and CO2 emissions scenarios of Poland	OECD i MAE	
2011	Transformacja w kierunku gospodarki niskoemisyjnej w Polsce - Model ROCA	Loch Alpine/ Bank Światowy	
2011	Transformacja w kierunku gospodarki niskoemisyjnej w Polsce - model MEMO i pakiet IBS CAST	Instytut Badań Strukturalnych / Bank Światowy	
2011	Aktualizacja Prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030	ARE S.A/ Ministerstwo Gospodarki	
2011	Niskoemisyjne dylematy. Jak ograniczyć emisję gazów cieplarnianych i co to oznacza dla polskiej gospodarki?	Instytut Badań Strukturalnych / WWF i PKE	

Źródło: opracowanie własne Instytutu Badań Strukturalnych

temat przyszłego mixu energetycznego Polski

HORYZONT CZASOWY	GŁÓWNY CEL OPRACOWANIA	WYKORZYSTANE MODELE	NAJWAŻNIEJSZE WYNIKI I WNIOSKI
2050	Propozycja rozwoju energetyki	Bottom-up. MESAP	Głęboka redukcja emisji do 2050 roku pozwalająca powstrzymać zmiany klimatu wymaga zmiany paradygmatu polskiej energetyki – przedstawienia jej na OZE, radykalnej poprawy efektywności energetycznej, wprowadzenia elektrycznych i hybrydowych aut. Koszty energii będą przejściowo wyższe, ale po 2040 roku „rewolucja energetyczna” zacznie przynosić oszczędności.
2030	Ocena kosztów proponowanych polityk	Top-down (silnie uproszczone). i bottom-up CGE-PL, PROSK-E, EFOM-PL	Pakiet klimatyczno-energetyczny w istotny sposób zmienia docelowy mix energetyczny Polski, zwiększając w nim udział OZE i wprowadzając do niego energię jądrową. Poprzez wyższe ceny energii łączy się to jednak ze znacznymi kosztami dla gospodarki, rzędu 15 proc. PKB w 2030 roku.
2030	Prognoza trendów	Top-down. PRIMES.	Bez pakietu klimatyczno-energetycznego polska energetyka w 2030 roku byłaby tak samo zależna od węgla jak dziś.
2030	Przedstawienie opcji redukcyjnych	Proste narzędzie typu bottom-up.	Wyznaczenie mikroekonomicznej krzywej MAC wskazującej relatywnie bardziej i mniej atrakcyjne kosztowo i redukcyjnie opcje inwestycyjne. Istnieje realna możliwość znacznej redukcji emisji w Polsce. Działania zwiększające efektywność energetyczną przyniosą korzyści netto gospodarce, natomiast inwestycje w moce produkcyjne elektroenergetyki będą się wiązały z dodatkowymi kosztami.
2030	Ocena polityki ex ante	Bottom-up. MAED, BALANCE, WASP.	Działania zaproponowane w Polityce Energetycznej Polski do 2030 roku pozwolą Polsce spełnić wymagania pakietu klimatyczno-energetycznego.
2030	Propozycja rozwoju energetyki	Bottom-up.	Poprawa efektywności energetycznej jako najskuteczniejsze narzędzie redukcji emisji. OZE oraz energetyka rozproszona korzystniejszym rozwiązaniem niż elektrownie jądrowe.
2050	Ocena kosztów proponowanych polityk	Uproszczony model top-down/ szczegółowy model bottom-up. CGE-PL, PROSK-E, EFOM-PL	Polityka dekarbonizacji do 2050 roku w razie wprowadzenia pogłębi zmiany w mixie energetycznym Polski wywołane pakietem klimatyczno-energetycznym, wzmacniając w nim rolę OZE i energii jądrowej. Poprzez wyższe ceny energii oraz groźbą utraty wpływu ze sprzedaży uprawnień emisji powoduje to znaczne koszty dla gospodarki – 13-15 mld rocznie w 2020 roku, 71-87 mld zł – w roku 2050
2030	Ocena obecnych i możliwych polityk	Top-down/ bottom-up. (podstawowa integracja) World Energy Model	Obecne polityki będą prowadziły do dywersyfikacji mixu energetycznego i ograniczenia emisji CO ₂ . Możliwe są jednak ambitniejsze polityki, szczególnie w obszarze poprawy efektywności paliwowej w transporcie. Wraz z redukcją emisji, przyniosą one też znaczące oszczędności.
2020	Ocena kosztów polityki	Top-down ROCA	W związku z wprowadzeniem pakietu klimatyczno-energetycznego do 2020 roku przewiduje się nieznaczne zmniejszenie się udziału węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej, głównie na rzecz gazu, oraz zwiększenie udziału OZE. PKB będzie niższe o 1,1-1,7 proc. w 2020 roku w porównaniu do scenariusza bez celu „3x20”, produkcja w energochłonnych sektorach – od 1,9 do 4,4 proc. niższa, a stopa bezrobocia wzrośnie o 0,4-0,5 pp. Podkreślona szkodliwość sektorowego i terytorialnego rozdrobnienia celów redukcyjnych.
2030	Przedstawienie opcji redukcyjnych, oszacowanie skutków mikro i makroekonomicznych, wskazanie optymalnego mixu energetycznego	Silnie zintegrowane modelowanie top-down i bottom-up. Pakiet IBS CAST (BAU, MIND, MEMO)	Połączenie analizy mikro i makroekonomicznej wraz z oszacowaniem makroekonomicznej krzywej MAC w ujęciu dynamicznym. Optymalny energy mix w elektroenergetyce redukujący emisje sektora o połowę względem BAU jest zależny od ceny gazu ziemnego. W przypadku wysokich cen gazu musi on zostać zastąpiony przez intensywniejszą gazyfikację węgla, co przekłada się pośrednio także na niższe zapotrzebowanie na energetykę jądrową. Redukcja emisji elektroenergetyki w optymalnym mixie obniży polskie PKB o 0,7-1,3 proc. względem BAU. Mix z prognozy ARE (2009) obniży PKB 1,8-2,8 proc., co wiąże się z nagromadzeniem inwestycji kapitałowych po 2020 roku – będą one wypychać inwestycje w innych sektorach gospodarki. Duże znaczenia sposobu finansowania interwencji państwa w formowanie mixu – redukcja transferów najlepszą opcją.
2050	Ocena polityki ex ante	Bottom-up. MAED, BALANCE, WASP.	Energetyka jądrowa jest konkurencyjna kosztowo, stanowi istotny instrument redukcji emisji, obniża ceny energii oraz łagodzi ich wahania w razie wzrostu cen praw emisji CO ₂ , dlatego też jest pożądanym elementem polskiego mixu energetycznego.
2030	Analiza propozycji rozwoju energetyki	Silnie zintegrowane top-down i bottom-up. Pakiet IBS CAST (j.w.)	Do 2030 roku możliwa jest redukcja emisji o ok. 50 proc. względem roku 2008. Optymalnym mixem opartym na OZE bazuje na farmach wiatrowych na lądzie oraz elektrowniach korzystających z biomasy i CCS. Ok. dwuprocentowy spadek PKB do 2030 roku względem BAU może zostać złagodzony przez działania poprawiające efektywność energetyczną, szczególnie w transporcie. Duże znaczenia sposobu wydatkowania wpływów z obciążeń emitentów. Znaczna redukcja emisji przyniesie w horyzoncie roku 2050 zauważalną poprawę poziomu zdrowia publicznego.

Różnice w wynikach opracowań i ich źródła

W przedstawionych opracowaniach można dostrzec zarówno **elementy wspólne** jak i **punkty sporne**. Podobieństw należy szukać przede wszystkim w zbliżonych założeniach metodologicznych i podobnych oszacowaniach mikro+ekonomicznych polityki klimatycznej. Największe różnice dotyczą głównie relatywnej oceny potencjału poszczególnych technologii w tym zwłaszcza roli energetyki jądrowej i OZE w przyszłym mixie energetycznym. W wypadku szacowania skutków makroekonomicznych obok oszacowań zgodnych z międzynarodowym konsensem literaturowym pojawiają się szacunki różniące się od nich o rząd wielkości.

MODELOWANIE SEKTORA ENERGETYCZNEGO

Między przedstawionymi opracowaniami **brak jest istotnych różnic** w założeniach dotyczących **procesów zewnętrznych** decydujących o popycie na energię i jej nośniki w tym zwłaszcza w zakresie demografii i wzrostu gospodarczego. Wszystkie analizy zdają się także **podzielać ocenę potencjału** standardowych narzędzi poprawy **efektywności energetycznej**. Dlatego też, pomimo użycia różnych metod modelowania sektora energetycznego – (1) modeli inżynierskich typu bottom-up, (2) modeli makroekonomicznych typu top-down lub (3) podejść zintegrowanych, a także różnic w szczegółach budowy poszczególnych modeli, wszystkie opracowania prezentują bardzo **podobne wyniki dotyczące samego sektora energetycznego** – popytu na energię i sposobu jego zaspokojenia przy podobnych założeniach dotyczących polityki klimatycznej. Świadczy to o tym, że nie w różnicach modelowania sektora energetycznego leży przyczyna zarysowujących się różnic we wnioskach co do jej przyszłości. Przedstawione opracowania są także zgodne w diagnozie, że **mix energetyczny** w perspektywie najbliższych 20 lat nadal będzie w dużej mierze **zależał od węgla**, chociaż zależność ta zmniejszy się dzięki wdrożeniu obecnych założeń pakietu klimatyczno-energetycznego. Nawet jeśli zostaną wdrożone działania profektywnościowe, zapotrzebowanie na energię nadal będzie rosło, wraz ze wzrostem zapotrzebowania ze strony rosnącej gospodarki i bogacących się gospodarstw

domowych. **Wzrost efektywności energetycznej** może zmniejszyć dynamikę popytu na energię lecz, w perspektywie roku 2030, jej nie zastępuje. W konsekwencji większość opracowań przewiduje, że dywersyfikacja źródeł energii pierwotnej w najbliższych 20 latach będzie przebiegać przede wszystkim „na krańcu” zapełniając przyrost popytu na energię, zaś moce zainstalowane w elektrowniach węglowych nie ulegną znaczącej zmianie.

POTENCJAŁ I KOSZTY ELEMENTÓW MIXU

Istotne różnice pojawiają się na kolejnym etapie analizy – przy rozważaniu **kosztów i potencjału technologicznego lub rynkowego** różnych opcji modyfikacji mixu w kierunku obniżenia jego emisyjności. Dotyczy to trzech obszarów – nowych mocy produkcyjnych w elektroenergetyce, poprawy efektywności paliwowej i wprowadzenia silników elektrycznych w transporcie, a także radykalnej poprawy efektywności energetycznej. Z wymienionych obszarów **najwięcej sporów budzi ocena opłacalności różnych rodzajów elektrowni**, w szczególności jądrowych i opartych na OZE. W przypadku energetyki nuklearnej jej przeciwnicy przekonują, że obecnie przyjmowane koszty jej budowy i utrzymania są zaniżone, gdyż nie uwzględniają prawdopodobnych opóźnień, problemów z pozyskaniem kapitału oraz wysokich wydatków na ubezpieczenie i środki zabezpieczające przed awarią. Zwracają oni także uwagę na możliwe wypieranie przez elektrownie jądrowe źródeł odnawialnych i rozproszonych. Zwolennicy technologii jądrowej nie zgadzają się z tą oceną powołując się na to, że jest to technologia dostępna na rynku, dobrze rozpoznana o znanych kosztach, które nie wykazują tendencji wzrostowej. Z kolei w przypadku OZE sceptycy wskazują na niepewny potencjał ich wykorzystania w Polsce, nie tyle techniczny, który wywołuje mniej wątpliwości, co rynkowy, a więc **koszty pozyskiwania energii z OZE** względem innych źródeł. Zależy on z jednej strony od pojawiania się nowych, efektywniejszych rozwiązań w tej dziedzinie, z drugiej – od procesu uczenia się efektywnego wykorzystywania obecnych technologii poprzez ich wprowadzanie na szeroką skalę (*learning-by-doing*). Dużą niepewność przypisuje się za to kosztom i realności wprowadzenia na szeroką skalę rozwiązań znajdujących się na razie w fazie badawczej, w tym zwłaszcza CCS. Warto zauważyć, że

Tabela 4. Zalety i wady poszczególnych opcji technologicznych kształtowania energy mixu w Polsce

Opcje kształtowania mixu	Zalety	Wady
Tradycyjne elektrownie węglowe	Doświadczenie w budowie i obsłudze, krajowe zapasy paliwa, niskie koszty kapitałowe i relatywnie niskie koszty operacyjne	Wysoka emisja gazów cieplarnianych oraz substancji szkodliwych dla zdrowia, transportochłonność, wypadkowość i szkodowość
Czysty węgiel (IGCC, CCS)	Średnioemisyjne wykorzystanie krajowych zasobów węgla	Technologie dopiero rozwijane, wątpliwości środowiskowe, spadek efektywności wytwarzania energii – wyższe zapotrzebowanie na węgiel
Elektrownie gazowe	Krótki okres budowy – średnioemisyjna technologia pomostowa, elastyczna, wspierająca OZE (wiatr)	Zależność od dostaw zagranicznych (gaz łupkowy – potencjał zmiany sytuacji), duża zależność od wahań cen gazu, emisyjność
Elektrownie jądrowe	Nieemisyjne źródło energii, odporność na wahania cen uprawnień do emisji, relatywnie korzystna sytuacja na rynku paliwa jądrowego, dobrze rozpoznana technologia wysoce niezawodna i produktywna (tania energia)	Ryzyko środowiskowe (odpady), duże nakłady inwestycyjne, powolna budowa, koszty składowania odpadów i likwidacji następstw ew. awarii, percepcja ryzyka przez społeczeństwo
Elektrownie wodne	Nieemisyjne OZE niezależne od wahań pogody	Niski potencjał Polski w hydroenergetyce
Biomasa, biogaz	OZE, redukcja emisji względem paliw kopalnych, szansa dla polskiego rolnictwa	Duża ilość paliwa – preferowana generacja lokalna, pytanie o wpływ na sektor rolniczy, meblarski i drzewny, ryzyka ekologiczne, pytanie o sens części rozwiązań (np. współspalanie)
Farmy wiatrowe na lądzie	Niskoemisyjne OZE, dobrze poznane technologie, spadające koszty, dobry potencjał wiatrowy Polski (jednak wyraźnie niższy niż w Danii)	Konieczność budowy źródeł zapasowych (rezerw mocy), trudności z przyłączeniem do sieci, opory społeczności lokalnych, duża materiałochłonność capex w przeliczeniu na efektywną moc
Morskie farmy wiatrowe	Niskoemisyjne OZE, znaczący potencjał Bałtyku, brak oddziaływania na społeczności lokalne	Konieczność budowy źródeł zapasowych (rezerw mocy), trudności z przyłączeniem do sieci, kosztowne w porównaniu z farmami lądowymi (capex i opex), problemy z zawodnością, bardzo duża materiałochłonność capex w przeliczeniu na efektywną moc
Fotowoltaika (PV)	Zeroemisyjne OZE, duży potencjał rozwoju (wyraźne trendy spadku kosztów produkcji), bardzo niskie koszty operacyjne	Relatywnie niski potencjał Polski przy obecnych technologiach, wysokie koszty obecnej generacji PV, niezbędne rezerwy mocy
Kolektory słoneczne	Zeroemisyjne OZE, potencjał dla rozproszonej generacji w krajach o dużym nasłonecznieniu	Niski potencjał Polski a w konsekwencji marginalny udział w mixie ogólnym
Geotermia	Niskoemisyjne OZE, potencjał dla rozproszonej generacji, znaczący potencjał Polski	Duże koszty inwestycyjne, nierozwinięte technologie, nieznan potencjał w mixie ogólnym Polski
Samochody hybrydowe i elektryczne	Poprawa efektywności paliwowej, zmniejszenie zależności od dostaw ropy, znaczące oszczędności mikro i makro, niska emisyjność CO ₂ i NO _x , poprawa jakości życia w miastach	Zależność od mixu w energoelektryce – jej emisyjności i efektywności, wysokie nakłady inwestycyjne (m.in. - budowa sieci ładowania), technologie rozwijane o niepewnym potencjale, relatywnie kosztowne
Energetyka rozproszona	Elastyczność, szybkość budowy – pozwala domknąć bilans energetyczny w najbliższych latach, wykorzystanie potencjału małych źródeł, brak utraty energii na przesyle, stabilniejszy system, pojawienie się prosumenta	Dopełnienie, drugi filar energetyki, nie zastąpi w całości elektrowni systemowych
Efektywność energetyczna	Wspomaga redukcję emisji, oszczędności, racjonalne i zrównoważone korzystanie z zasobów	Wspomaga, ale nie zastępuje innych działań redukcyjnych, wymaga działania dużej liczby, rozproszonych podmiotów, trudna w implementacji

Źródło: opracowanie własne Instytutu Badań Strukturalnych

o ile wiele powyższych wątpliwości wynika z **nieusuwalnej niepewności co do rozwoju poszczególnych technologii** w przyszłości i może być uwzględniona jedynie w formie alternatywnych scenariuszy rozwoju (np. bez CCS), o tyle część z nich może być – i jest – przedmiotem debaty wpływającej na wybór optymalnego mixu. Są to między innymi kwestia **realnych kosztów budowy**

elektrowni jądrowych czy też tempa opanowywania nowatorskich rozwiązań w dziedzinie generacji energii odnawialnej przez krajowych producentów. Warto też zwrócić uwagę na debatę między zwolennikami energetyki systemowej a rozproszonej – wybrany kierunek rozwoju sektora wyznacza potencjalne opcje technologiczne składające się na optymalny energy mix w roku 2050.

Tabela 4. Ocena znaczenia elementów przyszłego mixu w przeanalizowanych opracowaniach

	Czysty węgiel (CCS, IGCC)	Elektrownie jądrowe	Gaz	OZE	Efektywność energetyczna
Prognozy Agencji Rynku Energii dla MG	+	++	+	+	++
Alternatywna Polityka Energetyczna	+	-	+	+++	+++
MAE – Scenariusz 460	+	+	++	++	++
McKinsey – krzywa MAC	+	+	+	+	+++
Model ROCA		++	+	+	++
Pakiet IBS-CAST i model MEMO (mix optymalny)	+	+	+/-	++	++
IBS-CAST (mix odnawialny)	+	-	+	+++	+++
Greenpeace – [r]ewolucja energetyczna	+	-	+	+++	+++
EnergSys – Raport 2030, 2050	+/-	+/-	+/-	-	++

Uwagi: „+++” – kluczowy element mixu, „++” – element ważny/korzystny, „+” – element potrzebny, „-” – element zbędny/ kosztowny, „+/-” – ocena zależy od otoczenia (cele polityki klimatyczno-energetycznej, ceny paliw).

Źródło: opracowanie własne Instytutu Badań Strukturalnych

KOSZTY MAKROEKONOMICZNE

Oprócz samego kształtu mixu, różnice pomiędzy studiami dotyczą też **oceny kosztów polityki dekarbonizacyjnej** i dywersyfikacji źródeł energii pierwotnej. Koszty bezpośrednie, **mikroekonomiczne** – a więc dodatkowe nakłady inwestycyjne, są przez instytucje zajmujące się interesującą nas tematyką oceniane na zbliżonym poziomie ok. 3-3.5 mld euro rocznie (1 proc. PKB z roku 2010) do roku 2030. Najbardziej widoczne rozbieżności w ocenie kosztów dotyczą dwóch studiów przyjmujących perspektywę **makroekonomiczną**. Analizy przedstawione w raporcie Banku Światowego wskazują na 5-10 letni spadek dynamiki PKB o ok. 0.3 pkt. proc. rocznie, który następnie miałby być zrekomensowany szybszym wzrostem, tak że w roku 2030 różnica w PKB Polski w wariantach status quo i wariantach wdrażania polityki klimatycznej EU nie przekraczałaby 1-3 proc. Szacunki te są zgodne z analogicznymi oszacowaniami sporządzanymi dla innych krajów (por. np. raport IPCC). Na przeciwnym biegunie znajduje się, odbiegająca od konsensusu literaturowego, kilkunastoprocentowa, trwała utrata PKB względem scenariusza referencyjnego przedstawiana w analizach EnergSys.

Warto zauważyć, że samo ponoszenie dodatkowych nakładów, choć wywołuje efekty makroekonomiczne, to jednak nie jest równoważne automatycznej, proporcjonalnej utracie wielkości produkcji. Większy wysiłek inwestycyjny oznacza bowiem przede wszystkim **przeniesienie zasobów** z jednych sektorów gospodarki do innych. Część podmiotów na nim korzysta, a inne tracą. Co więcej efekt ten utrzymuje się w okresie inwestycyjnym, lecz potem ustępuje – co czyni go przejściowym. Długookresowe saldo polityki klimatycznej zależy jedynie od jej wpływu na konkurencyjność gospodarki

(czy podniesie ona efektywność wykorzystania zasobów, czy też ją obniży). Z kolei saldo krótkookresowe od skali programu inwestycyjnego i – na co wskazują symulacje IBS modelem IBS MEMO – **sposobu jego finansowania**.

Dokonując oceny efektów makroekonomicznych, należy także pamiętać o tym, że poszczególne modele w różnym stopniu oddają dynamiczne cechy gospodarki i jej możliwości **adaptacji do nowych warunków**. Popyt na energię jest w krótkim okresie sztywny, lecz w długim staje się elastyczny. Brak odzwierciedlenia tej własności w modelu poprzez np. trwale niską cenową elastyczność popytu na energię prowadzić będzie do zawyżania negatywnych implikacji wzrostu cen energii na PKB. **Niska wewnętrzna elastyczność modelu** może sprawić, że gorzej odzwierciedli on procesy zachodzące w długiej perspektywie czasowej, w której zdolności adaptacyjne gospodarki są bardzo duże. Tłumaczy to różnice między pesymistycznymi ocenami EnergSysu z jednej strony i umiarkowanie optymistycznymi implikacjami badań cytowanych w raporcie Banku Światowego. W tym pierwszym wypadku zastosowano statyczny model typu CGE. W drugim dynamiczne modele DSGE (IBS MEMO) i CGE (ROCA).

Warto podkreślić, że historia gospodarcza ostatnich kilkudziesięciu lat, zarówno w Polsce jak i na Zachodzie, skłania do przyjęcia drugiej, bardziej dynamicznej perspektywy, tłumacząc czemu konsensus literaturowy (por. IPCC 2007) jest bliski szacunkom IBS i Loch Alpine Economics. Wydarzenia takie jak **kryzysy naftowe z lat 70-tych** pokazują, że po początkowym okresie wzrostu cen energii i jej nośników inicjującym – często trudną – przebudowę, gospodarka wraca na ścieżkę wzrostu, przy czym staje się mocniejsza i bardziej odporna na kolejne

zawirowania w przyszłości. Efekty makroekonomiczne wzrostu cen energii są więc przejściowe o ile wywołają adaptacyjne zachowania proefektywnościowe w firmach i gospodarstwach domowych. Wiele wskazuje też na to, że kolejna – tym razem „zielona” – transformacja światowej gospodarki ma szansę przebiec o wiele łagodniej niż w przeszłości. Po pierwsze, w przeciwieństwie do poprzednich przemian, tę rozpoczynamy świadomie i mamy możliwość jej kontroli. Dzięki temu, pomimo ambitnych celów, ich realizacja może być rozciągnięta w czasie,

a tempo przystosowania się do nowego, niskoemisyjnego paradygmatu gospodarczego może być elastycznie zmieniane. Po drugie, coraz lepiej widać, że **obecny model ekstensywnego, surowcochłonnego wzrostu** jest nie do utrzymania w długim okresie, zaś szanse związane z „zielonym wzrostem” (bezpieczeństwo energetyczne i surowcowe, wzrost produktywności poprzez ekoinnowacje, poprawa zdrowia i jakości życia) są coraz powszechniej dostrzegane przez poszerzający się krąg instytucji, w tym OECD i Bank Światowy.

Tabela 4. Różnice i podobieństwa w opracowaniach

Element badania	Zgodność wniosków	Wnioski/pytania
Modelowanie sektora energetycznego	Niewielkie rozbieżności	Potwierdzenie znaczenia efektywności energetycznej, bez interwencji – wzrost popytu na energię i dalsza zależność od węgla
Ocena potencjału i kosztów opcji technologicznych	Znaczące rozbieżności	Pytanie o miejsce energii jądrowej, OZE i innych opcji w przyszłym mixie
Oddziaływanie na gospodarkę	Niewielkie rozbieżności, wyjątek – EnergSys	Pytanie o realną cenę zmiany mixu. Znaczące nakłady inwestycyjne i wzrost cen energii, ale koszty makroekonomiczne prawdopodobnie niewielkie (realokacja sektorowa)

Źródło: opracowanie własne Instytutu Badań Strukturalnych

Wnioski z analizy opracowań

W przeanalizowanych opracowaniach można dostrzec zarówno wspólne punkty, jak i osie dyskusji. Konsensus panuje w sprawie konieczności i opłacalności poprawy efektywności energetycznej. Podobnie też wszystkie prognozy potwierdzają, że bez interwencji publicznej współkształtującej przemianę w strukturze energetycznego policy mix Polska zarówno za 20, jak i za 40 lat pozostanie zależna od węgla i innych paliw kopalnych.

Dyskusja toczy się wokół składu nowego polskiego mixu – dotyczy ona m.in. miejsca energetyki jądrowej w mixie (zadawane jest pytanie o jej realne koszty i to, kto odpowie za usuwanie skutków w razie awarii), potencjału technologicznego i rynkowego wykorzystania odnawialnych źródeł energii oraz wpływu jej ekspansji na inne sektory (np. rolnictwo i przemysł meblarski), a także realnej możliwości rozwoju energetyki rozproszonej, pozwalającej na domknięcie polskiego bilansu energetycznego w najbliższych latach, a nawet na zastąpienie części energetyki systemowej w kolejnych dekadach. Spory toczą się też wokół oceny oddziaływania zmian w mixie na gospodarkę. Przeważa pogląd, że będą one wiązały się ze znacznymi dodatkowymi nakładami inwestycyjnymi, a ich

negatywne efekty makroekonomiczne – spadek produkcji, zatrudnienia, wzrost bezrobocia – będą przejściowe i ograniczone (konsensus wskazuje na tymczasowe odchylenie od ścieżki wzrostu PKB o 1-3 procent).

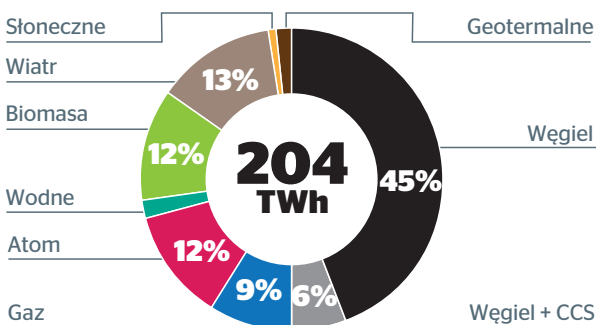
Wydaje się więc, że debata wokół przyszłego mixu energetycznego powinna skupić się na założeniach dotyczących kosztów i korzyści oraz potencjału poszczególnych opcji technologicznych tworzących mix. Kwestie metodologiczne związane z modelowaniem samego sektora energetyki wydają się natomiast odgrywać mniejszą rolę – pomimo różnic w modelach, przy podobnych założeniach dają one zbliżone wyniki. Należy jednak zwrócić uwagę, że makroekonomicznym efektem przejścia do niskoemisyjnej energetyki (zarówno w krótkim jak i w długim okresie), nadal poświęca się relatywnie mało uwagi – jest to więc pole do dalszych badań i dyskusji. Zwłaszcza, że to właśnie te kwestie (obawa przed wzrostem bezrobocia, upadkiem wybranych gałęzi przemysłu etc.) w największym stopniu oddziałują na percepcję polityki energetyczno-klimatycznej w społeczeństwie.

Przedstawione w tekście opracowania pokazują, że pole do ukształtowania kompromisowego mixu energetycznego jest bardzo szerokie, gdyż obszary wspólne poszczególnych studiów przeważają nad polami spornymi. W pełni możliwe wydaje się więc wypracowanie konsensusu w zakresie optymalnego mixu energetycznego do roku 2030, przy czym ze względu na rozbieżne ryzyka związane z każdą z technologii energetycznych ważne jest, aby u jego podstaw leżała zasada dywersyfikacji. Dzięki temu uniknie się z jednej strony silnej ekspozycji polskiego sektora energetycznego na jeden rodzaj ryzyka (np. wzrost cen gazu), a z drugiej umożliwi łatwiejszą adaptację do wyzwań i szans przyszłości a tym samym budowę efektywnego ekonomicznie a jednocześnie niskoemisyjnego mixu energetycznego do roku 2050.

Punktem wyjścia do dalszej debaty mógłby stać się uśredniony mix energetyczny opracowany w oparciu o wszystkie analizowane w niniejszym opracowaniu studia analityczne oraz propozycje optymalnego mixu energetycznego przygotowane przez Instytut Badań Strukturalnych, które zostały przedstawione w następnym rozdziale.

Wykres 12. Uśredniony, ekspercki mix produkcji energii elektrycznej w roku 2030

UŚREDNIONY (EKSPERCKI) MIX ENERGETYCZNY AD 2030



Źródło: Instytut Badań Strukturalnych na podstawie studiów ARE, MAE, IBS, EnergSys, InE, Greenpeace oraz Banku Światowego.

Mix energetyczny dla Polski do 2050 roku w zakresie energii ogółem i energii elektrycznej – propozycje scenariuszy do dyskusji

Celem niniejszego rozdziału jest przedstawienie propozycji optymalnego mixu energetycznego do roku 2050 w zakresie energii elektrycznej i energii ogółem wraz z mixem pośrednim w roku 2030.

Zadanie ukształtowania optymalnego mixu energetycznego w perspektywie kilkudziesięcioletniej wymaga zmierzenia się z szeregiem niepewności – regulacyjnych, technologicznych, mikro oraz makroekonomicznych – oraz odpowiedzi na pytanie o najbardziej prawdopodobną ich realizację w interesującym nas horyzoncie czasowym. Każda z tych niepewności z osobna i wszystkie łącznie rzutują bowiem na optymalność poszczególnych alternatyw ex-ante. Z kolei ich faktyczna realizacja w przyszłości decydować będzie o tym, czy dany mix utrzyma swój status najlepszego z możliwych czy też trzeba go będzie zastąpić innym. Wybór, który był optymalny w momencie projektowania mixu, ex-post może okazać się taki nie być jeśli np. ceny paliw kopalnych lub stawki podatków węglowych ukształtują się odmiennie niż to pierwotnie zakładano. Podobnie, nieoczekiwana realizacja ścieżki wzrostu gospodarczego może, poprzez swój wpływ na dynamikę popytu na energię, doprowadzić do zmiany w relatywnej atrakcyjności poszczególnych technologii redukujących emisje. Powodem będzie różna specyfika inwestycyjna (efektywny czas budowy) i eksploatacyjna (m.in. efekty sieciowe i systemowe) różnych technologii, rzutująca na realne perspektywy ich wdrożenia w czasie potrzebnym do zaspokojenia danego popytu na energię. Wreszcie, nieoczekiwany skok technologiczny w jednej z alternatywnych technologii redukcyjnych może istotnie podnieść jej atrakcyjność ekonomiczną na tle pozostałych wbrew oczekiwaniom jakie można było zasadnie formułować kilka, lub kilkanaście lat wcześniej.

Ze względu na te nieusuwalne niepewności przygotowując propozycję optymalnych mixów energetycznych do roku 2050 rozważyliśmy dwa scenariusze cechujące się różnym tempem postępu technologicznego w najbardziej newralgicznych obszarach – wychwytywaniu i składowaniu dwutlenku węgla oraz sektorze transportu. Rozwiązania te mają szansę na szeroką implementację dopiero w latach 2030-2050, a dopiero za kilkanaście lat dowiemy się, czy postęp technologiczny umożliwi znaczącą redukcję zużycia paliw kopalnych w transporcie i pozwoli na ekonomicznie uzasadnioną eksploatację czystych technologii węglowych. Dlatego też mix pośredni dla roku 2030 jest wspólny dla obu rozważanych scenariuszy, podobnie jak dla innych możliwych wariantów rozwoju technologii energetycznych, w przypadku których dzisiejsza daleko idąca niepewność co do kosztów i potencjału zmniejszy się dopiero w perspektywie 20-30 lat.

Podstawowe założenia obu scenariuszy zostały przedstawione w tabeli 8. W perspektywie roku 2030 są one wspólne, scenariusze różnią się jedynie ścieżkami rozwoju technologicznego w latach 2030-2050. W scenariuszu konserwatywnym nie udaje się wprowadzić na szeroką skalę samochodów elektrycznych, a technologie CCS są niekonkurencyjne cenowo i są stosowane jedynie w przypadku braku niskoemisyjnych alternatyw. Scenariusz rozwoju technologii niskoemisyjnych przewiduje natomiast postęp technologiczny poprawiający koszty i efektywność powyższych technologii w wystarczającym stopniu, by stały się one korzystnym sposobem niskoemisyjnego zaspokojenia potrzeb energetycznych polskiej gospodarki.

Punktem odniesienia do obliczeń był scenariusz BAU (business as usual) do roku 2050 zgodnie z którym Polska gospodarka w latach 2010-2050 urośnie czterokrotnie,

zużycie energii zwiększy się ponad dwukrotnie, zaś emisja gazów cieplarnianych wzrośnie o 80 proc. Założeniem scenariusza BAU jest utrzymanie obserwowanych na przestrzeni ostatnich kilkunastu lat ogólnoeuropejskich trendów poprawy efektywności energetycznej oraz obniżenia emisyjności gospodarki, a także powrót unijnych gospodarek na ścieżkę długookresowego wzrostu. Dla Polski dodatkowo ważna jest zakładana dalsza konwergencja gospodarcza państw członkowskich Unii Europejskiej. Prognoza BAU uwzględnia więc trendy ogólnoeuropejskie i proces konwergencji Polski do średnich wskaźników UE.

Scenariusz BAU pokazuje prawdopodobny kierunek, w którym podążałaby polska gospodarka w warunkach braku jednoznacznej orientacji na niskoemisyjne przekształcenie gospodarki. Co prawda energochłonność i emisyjność tworzenia PKB w tym scenariuszu obniżają się odpowiednio o 34 i 55 proc., lecz jednocześnie wzrost gospodarczy jest na tyle wysoki, że globalny wzrost popytu na energię pierwotną sprawia, że całkowity poziom emisji rośnie. W scenariuszu tym – zgodnie z metodologią business-as-usual – nie rozważamy ani ponadstandardowych zmian technologicznych w sektorach paliwowo i energochłonnych, ani istotnych przemian w strukturze polskiego energy mix. Dopiero w kolejnym kroku na scenariusz BAU (odniesienia) nakładane są przewidywane zmiany technologiczne do roku 2030 poprawiające dodatkowo energochłonność polskiej gospodarki o 20 proc. i obniżające jej emisyjność poprzez wdrożenie mixu technologicznego zaproponowanego przez Bank Światowy

(2011). Elementem tych zmian jest wdrożenie optymalnego, zdywersyfikowanego mixu elektroenergetycznego, obniżenie emisji w transporcie dzięki wdrożeniu zmian technologicznych w samochodach, a także poprawa energochłonności całej gospodarki osiągniętą dzięki implementacji szeregu usprawnień we wszystkich jej sektorach i gospodarstwach domowych prowadzących do spadku zużycia energii i paliw kopalnych a więc także zapotrzebowania na nie łącznie o 4 proc. względem stanu obecnego pomimo ponad dwukrotnego zwiększenia się rozmiaru gospodarki do roku 2030.

Po roku 2030 tak szczegółowe informacje o możliwych opcjach technologicznych nie są dostępne. Z tego względu projektując optymalny mix energetyczny w tej perspektywie czasowej posłużyliśmy się dodatkowymi założeniami w skali makro. Po pierwsze założyliśmy, że w tym okresie nastąpi dalsza poprawa energochłonności polskiej gospodarki względem BAU w skali podobnej do tej jaką proponuje Bank Światowy do roku 2030. Innymi słowy zakładamy, że konsekwentnie proefektywnościowe nastawienie polityki publicznej umożliwi spadek zużycia energii o kolejne 20% tj. łącznie o 40% poniżej BAU do roku 2050. Po drugie czynimy dodatkowe założenia odnośnie technologii elektroenergetycznych: (1) technologie solarne osiągają grid parity w Polsce ok roku 2040, (2) po roku 2030 w pełni konkurencyjne rynkowo stają się także elektrownie wiatrowe na morzu, a łączny potencjał technologii wiatrowej sięga ok 75 Twh (3) celem polityki państwa jest redukcja emisji do poziomów przewidzianych w Mapie drogowej 2050 (por. KE 2011a). Dodatkowo

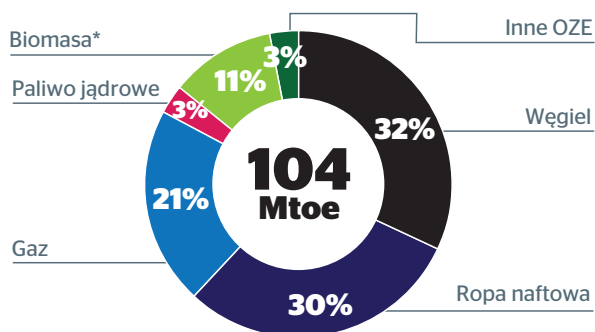
Tabela 8. Kluczowe założenia scenariuszy wyznaczających optymalny mix energetyczny Polski

Perspektywa 2030	
Wskaźniki energochłonności gospodarki, wzrostu gospodarczego i wynikający z nich popyt na energię formułowany na podstawie modułu IBS-BAU oraz dodatkowych założeń.	
Utrzymanie obecnych trendów poprawy efektywności energetycznej w Polsce i UE (BAU) skutkuje zmniejszeniem energochłonności w Polsce o jedną czwartą do 2030 roku i o jedną trzecią do 2050 roku.	
Rozpatrywany jest pakiet technologii z opracowania Banku Światowego (2011), który prowadzi dodatkowo do obniżenia energochłonności i paliwochłonności polskiej gospodarki o ok. 20 proc. względem BAU.	
Perspektywa 2050	
Scenariusz technologicznego zastoju	Scenariusz rozwoju technologii niskoemisyjnych
Dalsze wdrażanie polityki proefektywnościowej i obniżenie energochłonności polskiej gospodarki o ok. 40 proc. względem BAU.	
Technologie CCS pozostają drogie, a samochody o napędzie elektrycznym nie upowszechniają się.	Technologie CCS stają się konkurencyjne cenowo, a samochody o napędzie elektrycznym są szeroko implementowane (40 proc. elektryczności w mixie paliw w transporcie – por. KE (2011b)).
Wobec braku samochodów elektrycznych w celu zmniejszenia zużycia ropy naftowej wdrażane są dodatkowe, kosztowne technologie poprawiające efektywność paliwową o ok. jedną trzecią.	

Źródło: opracowanie własne Instytutu Badań Strukturalnych

Wykres 13. Zdywersyfikowany optymalny mix energetyczny w 2030 wg IBS

MIX ENERGII OGÓŁEM – ŹRÓDŁA ENERGII PIERWOTNEJ

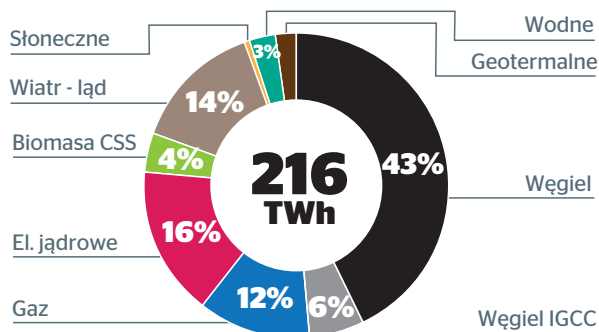


*w tym przeznaczana na produkcję biopaliw i biogazu
Źródło: opracowanie własne Instytutu Badań Strukturalnych

rozpatrujemy dwa scenariusze różniące się założeniem co do opłacalności technologii CCS i upowszechnienia samochodów elektrycznych (por. Tabela 8).

Wykres 13 przedstawia optymalny, zdywersyfikowany mix energetyczny w 2030 roku. Został on skonstruowany w oparciu o opisany wcześniej zestaw narzędzi IBS-CAST (por. także Bank Światowy (2011)). Dodatkowo w scenariuszu uwzględniono wskazaną w debacie konieczność dywersyfikacji sposobów generacji w sektorze elektroenergetycznym – tak, aby do 2030 każda opcja o znaczącym potencjale rozwoju w kolejnych latach (zależnym od dalszego rozwoju technologii prowadzącym do spadku kosztów i poprawy efektywności) znalazła się w polskim mixie energetycznym. Dzięki temu Polska będzie mogła uniknąć ryzyka zainwestowania zbyt wielkich środków w niewłaściwą opcję technologiczną, jednocześnie korzystając z efektów uczenia się (learning by doing) i zdobywając doświadczenie w implementacji technologii o dużym potencjale w kolejnych latach. Tak wyznaczona propozycja optymalna jest podobna do zaprezentowanego w raporcie Banku Światowego (2011) scenariuszu z tanim gazem, jednak charakteryzuje się mniejszym udziałem elektrowni jądrowych, które zostały zastąpione przez elektrownie oparte na biomasie z CCS. Niższy udział technologii jądrowej odzwierciedla nieco dłuższy okres inwestycyjny – pierwszy reaktor zostanie uruchomiony w 2022, a nie w 2020 roku jak zakładano wyznaczając mix w raporcie Banku Światowego. Wyższy udział biomasy wynika z założenia pełnej dywersyfikacji mixu w zgodzie z wnioskami z debaty. Proporcje między poszczególnymi elementami są więc pochodną optymalizacji kosztowej przy dodatkowych założeniach dostępności technologicznej i wymogów redukcyjnych. Zakładamy, że w mixie tym nowo budowane moce konwencjonalnych elektrowni

MIX PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ



węglowych będą przystosowane do zamontowania na nich instalacji CCS w kolejnych dekadach.

W mixie paliwowym przemysłu następuje stopniowe przechodzenie z węgla na gaz, co jest zgodne z tendencjami prognozowanymi przez MAE (2011). W transporcie zwiększa się udział biopaliw w mixie paliwowym, jednak nadal odgrywają one w nim niewielką rolę. Z powodu przewidywanego w BAU (por. także Bank Światowy 2011 i MAE 2011) szybkiego wzrostu sektora transportowego w Polsce w najbliższych kilkudziesięciu latach, do 2030 zwiększa się także rola ropy naftowej w mixie energetycznym. Dzieje się tak pomimo następującej równolegle w tym okresie istotnej poprawy efektywności paliwowej.

Przedstawiony optymalny zdywersyfikowany mix w roku 2030 stwarza szerokie pole do dalszego rozwoju elektroenergetyki w latach 2030-2050 w przypadku bardzo różnych kierunków dalszego rozwoju technologii. Jednocześnie w tej perspektywie wraz z szybkim wzrostem sektora transportu zyskuje na znaczeniu problem ograniczania udziału ropy naftowej w ogólnym bilansie energii o ile celem polityki będzie (w zgodzie z Mapą drogową 2050) istotne zredukowanie emisji CO₂ w skali całej gospodarki w ciągu najbliższych 40 lat.

Sposoby osiągnięcia tego celu, podobnie jak możliwości niskoemisyjnego wykorzystania polskich złóż surowców kopalnych dzięki technologii CCS, zależą od dostępności i kosztu poszczególnych rozwiązań technologicznych.

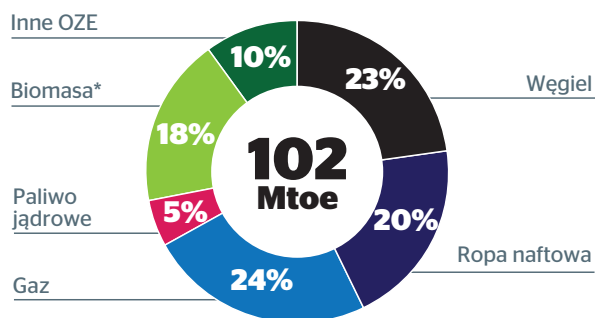
W przypadku zastoju technologicznego, a więc braku konkurencyjnych kosztowo samochodów elektrycznych cel zmniejszenia zużycia ropy naftowej będzie musiał zostać osiągnięty przez wdrożenie dodatkowych

rozwiązań poprawiających efektywność paliwową transportu o ok. jedną trzecią, za cenę dodatkowego kosztu w skali mikro (wydatki podmiotów gospodarujących) i makro (utrata PKB). W tym scenariuszu technologie wychwytywania i sekwestracji dwutlenku węgla będą wdrażane w ograniczonym stopniu. Instalacje CCS zostaną zainstalowane w już istniejących elektrowniach konwencjonalnych oraz zakładach przemysłowych, wzrośnie też wykorzystanie tej technologii w elektrowniach biomasowych, gdzie oznacza ona de facto ujemne emisje CO₂ do atmosfery. Niskoemisyjny mix produkcji energii elektrycznej będzie więc w tym scenariuszu oparty w połowie o szerzej wykorzystywane OZE (koszty odpowiednich technologii będą spadać wraz z ich coraz szerszą implementacją w Polsce i na świecie), paliwa kopalne z CCS będą stanowiły jedynie 1/4 mixu, podobnie jak elektrownie jądrowe.

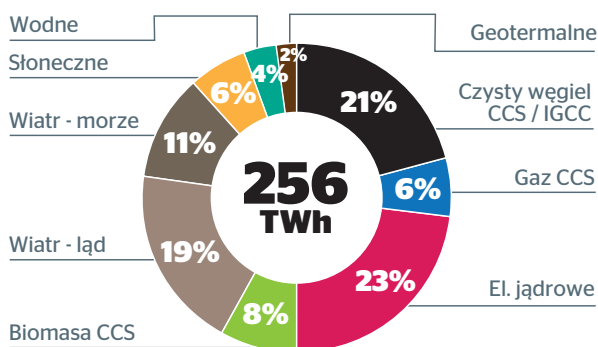
W scenariuszu z większą dostępnością skutecznych technologii niskoemisyjnych dokonuje się znaczące przesunięcie w mixie paliwowym transportu – 40 proc. zajmuje w nim energia elektryczna kosztem produktów ropy naftowej. Oznacza to jednak znaczący wzrost popytu na energię elektryczną, który jest zaspokajany przez większe wykorzystanie elektrowni opartych na czystym węglu, dodatkowych mocach w elektrowniach jądrowych oraz szerszym wykorzystaniu biomasy z CCS. Dostępność czystych technologii węglowych powstrzymuje też odchodzenie od węgla jako źródła energii w zakładach przemysłowych. Mix produkcji energii elektrycznej w tym scenariuszu to 20 proc. elektrowni jądrowych oraz po 40 proc. OZE oraz czystych technologii spalania paliw kopalnych.

Wykres 14. Optymalny mix energetyczny w 2050 roku wg IBS - scenariusz drogiego CCS oraz braku samochodów elektrycznych

MIX ENERGII OGÓŁEM - ŹRÓDŁA ENERGII PIERWOTNEJ

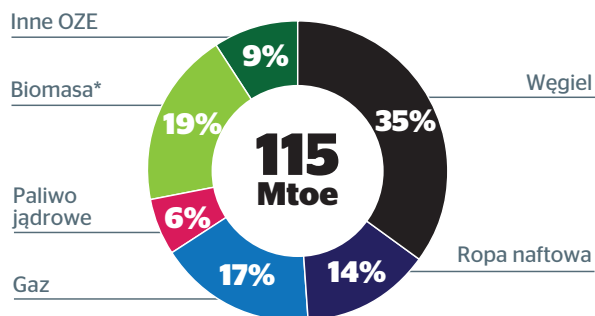


MIX PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ

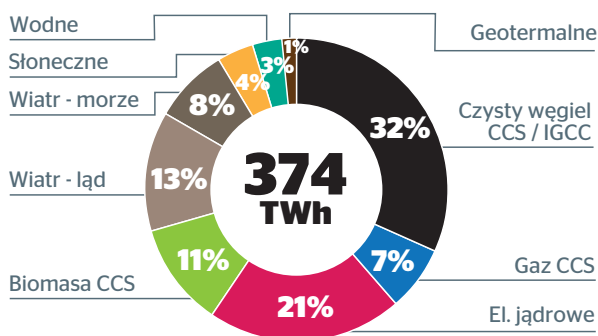


Wykres 15. Optymalny mix energetyczny w 2050 roku wg IBS - scenariusz taniego CCS oraz dostępnych samochodów elektrycznych

MIX ENERGII OGÓŁEM - ŹRÓDŁA ENERGII PIERWOTNEJ



MIX PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ



*w tym przeznaczana na produkcję biopaliw i biogazu
Źródło: opracowanie własne Instytutu Badań Strukturalnych

Wnioski i rekomendacje wynikające z analizy ekonomicznej i debaty publicznej

W niniejszym rozdziale przedstawionych zostało pięć kluczowych rekomendacji dla wypracowania optymalnego mixu energetycznego w roku 2050 w Polsce. Rekomendacje powstały na bazie wniosków z analiz makroekonomicznych przedstawionych w poprzednich rozdziałach oraz na bazie wniosków z dyskusji publicznej „Energy-mix dla Polski w zakresie energii ogółem i energii elektrycznej” z dnia 17 listopada 2011 roku.

REKOMENDACJA 1 - DWA HORYZONTY CZASOWE - 2030 I 2050.

W naturalny sposób margines niepewności przy projektowaniu mixów energetycznych poszerza się tym bardziej, im bardziej wydłużamy horyzont prognozy. Z tego powodu o ile rygorystyczne projektowanie optymalnego mixu energetycznego w perspektywie roku 2030 wydaje się być uzasadnione, to już podobne postępowanie w wypadku roku 2050 obciążone jest większym ryzykiem błędu i z tego powodu powinno mieć nieco inny status. Mix energetyczny jaki ukształtuje się do roku 2030 będzie bowiem w znacznie większym stopniu pochodną decyzji jakie podejmiemy w najbliższej dekadzie, niż mix z roku 2050, który będzie pochodną także procesów dziejących się po roku 2030, a nawet 2040. Z tych względów kształtowanie optymalnego mixu energetycznego należałoby podzielić na dwa horyzonty czasowe – do 2030 roku i do 2050 roku. W poprzednim rozdziale przedstawiliśmy autorską propozycję Instytutu Badań Strukturalnych dotyczącą obu horyzontów czasowych. Proponujemy by propozycje te traktować jako punkt wyjścia do dalszych prac, które mogłyby się odbywać w zgodzie z procedurą przedstawioną w Tabeli 9.

REKOMENDACJA 2 - DYWERSYFIKACJA.

Polityka ukierunkowana na zwiększenie dywersyfikacji źródeł wykorzystywanych do produkcji energii w Polsce ma dwie podstawowe zalety: (1) zwiększa bezpieczeństwo energetyczne, w tym kontekście, że jeżeli dostawy jednego z surowców zostaną zakłócone/zerwane to istnieje możliwość uzupełnienia powstałej w ich wyniku luki w dostawach energią z innego źródła, (2) minimalizuje ryzyko związane z niepewnością co do przyszłej konkurencyjności poszczególnych technologii. Precyzyjna ocena rozwoju technologicznego na przestrzeni 40 lat jest niemożliwa. W tym czasie mogą się pojawić technologie, których obecnie nie bierzemy pod uwagę. Wybranie na tym etapie jednej (czy ograniczonej ilości) technologii jako „zwycięzcy” byłoby błędem, gdyż w ciągu 40 lat może się ona okazać niekonkurencyjna, na czym stracą wszyscy, a rozwój gospodarczy będzie zagrożony. Należy zatem stworzyć podstawy dla rozwoju szerokiego wachlarza technologii. Z czasem okaże się, jaką rolę będą one odgrywać w polskim mixie energetycznym.

REKOMENDACJA 3 - SIEĆ.

Sieci do przesyłu energii w Polsce od wielu lat oceniane są jako przestarzałe i wymagające nie głębokiej modernizacji, a wręcz wymiany. Argument ten interpretowany jako zbyt radykalny jest często odrzucany. Pojawia się jednak druga przesłanka do rozbudowy sieci energetycznej w Polsce. Jest ona związana z koniecznością dywersyfikacji źródeł energii. Infrastruktura energetyczna budowana na potrzeby energii wytwarzanej z różnych źródeł – także rozproszonych – ma inne parametry, a co za tym idzie cechuje się odmiennymi kosztami niż ta oparta o skoncentrowane, homogeniczne źródła tradycyjne. Dywersyfikacja niewątpliwie jest szansą na podniesienie stabilności dostaw prądu i stwarza szansę na

Tabela 9. Proponowany zarys postępowania przy kształtowaniu optymalnego mixu energetycznego w horyzoncie lat 2030 i 2050

Mix energetyczny 2030	Mix energetyczny 2050
1. Wypracowanie (na podstawie istniejących studiów eksperckich i debaty publicznej) konsensusu co do celów redukcyjnych w okresie 10- i 20-letnim	1. Ustalenie indykatywnego celu redukcyjnego do roku 2050 (gospodarka emisyjna / niskoemisyjna / zeroemisyjna)
2. Wskazanie wspólnej technologiczno-ekonomicznej bazy kosztów i wykonalności potencjalnych elementów mixu	2. Analiza związków między tym celem a celami na rok 2030 i ew. uspoźnienie obu celów
3. Dokonanie strategicznego wyboru w obszarach spornych (rola energetyki jądrowej i OZE)	3. Opracowanie (na drodze konsensusu eksperckiego) założeń ramowych mixu (np. dywersyfikacja, niezależność energetyczna, zeroemisyjność itp.)
4. Wyznaczenie mixu optymalnego (kosztowo) przy tych założeniach (przedstawiony powyżej optymalny mix wg propozycji IBS został tak wyznaczony)	4. Opracowanie (na drodze konsensusu eksperckiego) najbardziej prawdopodobnej ścieżki zmian w uwarunkowaniach technologicznych i ekonomicznych składowych mixu (cost learning curves)
5. Weryfikacja adaptacyjności mixu w związku z perspektywą lat 2030-2050	5. Wyznaczenie mixu optymalnego przy tych oraz nadanie im statusu mixu ramowego podlegającego adaptacji w przyszłości
6. Ewentualna modyfikacja mixu po tej weryfikacji.	

Źródło: opracowanie własne Instytutu Badań Strukturalnych

lepsze zarządzanie siecią. Inwestycje w rozwiązania smart grid umożliwiające lepsze zarządzanie popytem na energię elektryczną oraz pojawienie się prosumentów na rynku. Także rozbudowa transgranicznej infrastruktury przesyłowej pozwala poszerzyć krąg zagranicznych dostawców Polski i zmniejszyć jej zależność od poszczególnych partnerów handlowych. Przy planowaniu przyszłego mixu energetycznego należy nieodzownie uwzględnić możliwości oraz koszty zapewnienia odpowiedniej infrastruktury.

REKOMENDACJA 4 - BĄDŹMY INNOWACYJNI/KONKURENCYJNI.

Jeśli Polska ma skorzystać na światowej rewolucji energetycznej – pojawieniu się nowych technologii produkcji, dystrybucji i konsumpcji energii, konieczny jest nie tylko rozwój technologii do fazy pilotażowej, ale również (jeśli nie przede wszystkim) zademonstrowanie wybranych technologii w warunkach charakterystycznych dla poszczególnych regionów na świecie. Niezbędne jest zatem celowe wsparcie dla ośrodków badawczo-rozwojowych zdolnych do wypracowania nowych technologii energetycznych oraz zapewnienie środków na demonstrację technologii istniejących, ale niesprawdzonych jeszcze w specyficznych warunkach. Działajmy przy tym dwutorowo – promujmy udział polskich ośrodków w międzynarodowych programach badawczo-rozwojowych poświęconych wielkim, przełomowym technologiom, jednocześnie wspierając samodzielne prace krajowych innowatorów w dziedzinach, w których lokalne doświadczenia i know-how można przełożyć na

gotowe rozwiązania – przede wszystkim w dziedzinie efektywności energetycznej oraz OZE.

REKOMENDACJA 5 - REGULACJE PRZED WSZYSTKIM.

Niepełne, nieprecyzyjne, niepewne środowisko regulacyjne jest jednym z największych wrogów rozwoju. Przedsiębiorstwa nie decydują się na podjęcie inwestycji z uwagi na brak precyzji istniejących przepisów, brak pewności, iż nie zostaną one zmienione przed tym, aż inwestycja zacznie przynosić zyski oraz brak informacji o tym, kiedy regulacje wspólnotowe zostaną wdrożone do polskiego porządku prawnego. Jasne sygnały ze strony ośrodków legislacyjnych i regulacyjnych odnośnie do kierunków i harmonogramu prac nad niezbędnymi regulacjami są niezwykle istotne. Ośrodki decyzyjne są tymi, które takie postępowanie powinny promować, a w przypadku zaniechań wymuszać.

Propozycje dalszych analiz oraz tematy na kolejne debaty publiczne

Następne kroki na drodze ku wypracowaniu Narodowego Programu Rozwoju Gospodarki Niskoemisyjnej powinny przybliżyć decydom i społeczeństwu dylematy, przed którymi stoi Polska oraz stworzyć wstępne listy barier, które blokują możliwości prowadzenia aktywnej polityki w ramach przedstawionych w niniejszym raporcie rekomendacji, jak również listę rozwiązań i narzędzi służących do minimalizacji a docelowo do eliminacji ww. barier.

KROKI NA 2012 ROK:

1. Doprowadzić do stworzenia dostępnej publicznie bazy aktualnych kosztów implementacji w Polsce technologii energetycznych, które mają potencjał, by znaleźć się w przyszłym miksie, wraz z przewidywaną zmianą tych kosztów w perspektywie do roku 2050. Nie istnieje w tym momencie rzetelna i wystarczająco precyzyjna baza kosztów technologii produkcji energii, która pozwoliłaby na ocenę kosztów polityki klimatycznej w Polsce. Baza ta powinna być na bieżąco aktualizowana, tak żeby ośrodki rządowe, analityczne, prywatne mogły z niej korzystać przy opracowywaniu długofalowych strategii w zakresie polityk gospodarczych.

2. Stworzyć listę barier regulacyjnych, które ograniczają rozwój wybranych technologii energetycznych – poczynając od niepełnej implementacji regulacji związanych z Pakietem Energetyczno-Klimatycznym, przez długotrwały proces przygotowywania kluczowej legislacji (przyjęcie ustawy o efektywności energetycznej trwało 4 lata), aż po braki i wypaczenia w istniejących regulacjach sektora energetycznego i innych sektorów przemysłu.

3. Wypracować Energetyczną Platformę Partnerstwa – model stałej współpracy między administracją a organizacjami pozarządowymi i placówkami naukowymi, której zadaniem byłoby stworzenie stałego wsparcia - eksperckiego i narzędziowego (modelowanie) pol-

skiej polityki energetycznej, w tym wspieranie polskiego rządu w dialogu toczonym na poziomie wspólnotowym i międzynarodowym m.in. wokół Pakietu Energetyczno-Klimatycznego. Przedstawiony przegląd wskazuje, że odpowiednia baza naukowa i ekspercka już w Polsce istnieje, nie jest jednak w sposób wystarczający wykorzystywana do celów prowadzenia polityki opartej o dowody.

4. Doprowadzić do powstania listy narzędzi polityki informacyjnej oraz mechanizmów jej finansowania. Polityka informacyjna powinna w pierwszej kolejności zapewnić dostęp do rzetelnej informacji związanej z korzyściami i kosztami wyboru dostępnych źródeł i technologii produkcji energii. Działania zarówno decydentów, jak i społeczeństwa powinny się opierać na wiedzy, a nie emocjach (bardzo często związanych z brakiem wiedzy). Kluczowym jest zatem nie tylko stworzenie bazy informacyjnej, ale także dotarcie z nią do szerokiego kręgu odbiorców.

5. Stworzyć bazę polskich ośrodków badawczych uczestniczących w międzynarodowych inicjatywach na rzecz innowacji w energetyce i transporcie. Zidentyfikować ważne inicjatywy, w których brak jest takich ośrodków i rozpocząć działania skierowane na zmianę tej sytuacji. Wyspecjalizowane polskie ośrodki nawet pomimo ogólnej słabości polskiego sektora badawczo-rozwojowego mogą brać aktywny udział w globalnych działaniach poszerzających wachlarz niskoemisyjnych opcji technologicznych w energetyce dzięki ramom instytucjonalnym tworzonej przez Unię Europejską oraz inne instytucje międzynarodowe, takie jak Międzynarodowa Agencja Energetyczna.

PROPOZYCJE DALSZYCH ANALIZ

W związku z powyższymi krokami w 2012 roku przygotowany powinien zostać zestaw sześciu analiz, które stałyby się podstawą do kolejnych dyskusji publicznych w ramach przygotowywania Narodowego Programu Rozwoju Gospodarki Niskoemisyjnej:

Analiza 1. Niskoemisyjne technologie w energetyce do roku 2050 – potencjał, koszty wdrożenia i perspektywy rozwoju w Polsce.

Zgromadzenie wiedzy oraz analiza szczegółowych kosztów implementacji poszczególnych technologii w energetyce oraz oszczędzania energii w Polsce z uwzględnieniem specyfiki kraju, jak również określenie stadium rozwoju (faza pilotażowa, demonstracyjna, komercyjna) tych technologii oraz możliwości ich komercjalizacji do roku 2030 i 2050. Analiza krzywych kosztów poszczególnych technologii energetycznych do roku 2050. Modelowe wyznaczenie w oparciu o nie optymalnego mixu energetycznego do roku 2050.

Analiza 2. Niskoemisyjne technologie w transporcie do roku 2050 – potencjał, koszty wdrożenia i perspektywy rozwoju w Polsce.

Pokazanie perspektyw rozwoju niskoemisyjnego transportu w Polsce do roku 2050. Wskazanie, jakimi realnymi opcjami technologicznymi w dziedzinie niskoemisyjnego transportu dysponujemy lub będziemy najpewniej dysponować w perspektywie najbliższych kilkudziesięciu lat i jak wpłyną one na polską motoryzację i transport oraz jak to wpłynie na inne sektory (m.in. rolnictwo i energetykę).

Analiza 3. Niskoemisyjne technologie w Polsce do roku 2050 – bariery regulacyjne i finansowe.

- 1) Przygotowanie listy oraz analiza barier regulacyjnych i finansowych, które powodują nierówne traktowanie poszczególnych technologii produkcji energii i jej oszczędzania oraz ograniczają wprowadzanie efektywnych energetycznie rozwiązań.
- 2) Przygotowanie zastawu rekomendacji dotyczących eliminacji tych barier.

Analiza 4. Ekoinnowacje w obszarze generacji energii oraz efektywności energetycznej i paliwowej w Polsce – stan obecny i potencjalne narzędzia wsparcia w przyszłości.

- 1) Obecny stan sektora niskoemisyjnych innowacji w Polsce oraz mechanizmy jego wspierania
- 2) Udział i znaczenie Polski w międzynarodowych inicjatywach badawczych w dziedzinie czystych technologii
- 3) Propozycje budowy efektywnego systemu wsparcia polskich innowatorów działających w obszarze niskoemisyjnych technologii oraz wzmocnienia pozycji Polski na międzynarodowej arenie badawczo-rozwojowej w dziedzinie niskoemisyjnych innowacji.

Analiza 5. Niskoemisyjna transformacja w oczach Polaków.

- 1) Przeprowadzenie oraz opracowanie wyników sondażu społecznego dotyczącego nastrojów społecznych odnośnie niskoemisyjnej transformacji w Polsce oraz implementacji poszczególnych technologii energetycznych, jak również stosunek do zwiększenia efektywności energetycznej, redukcji emisji gazów cieplarnianych i zwiększania udziału energii ze źródeł odnawialnych (cele pakietu energetyczno-klimatycznego UE).
- 2) Sformułowanie propozycji założeń do programu komunikacji ze społeczeństwem w ramach przygotowań do publikacji Narodowego Programu Rozwoju Gospodarki Niskoemisyjnej.

Analiza 6. Ucieczka emisji a transformacja do gospodarki niskoemisyjnej – analiza krajowa i regionalna oraz rekomendacje dla polityki

- 1) Analiza oczekiwanego wpływu transformacji do gospodarki niskoemisyjnej na polski przemysł w tym zwłaszcza na jego energochłonne branże. Analiza makro i mikroekonomiczna na poziomie Polski oraz poszczególnych regionów i podregionów, wpływ na wartość dodaną, produktywność, produkcję, konkurencyjność i rynek pracy. Analiza modelowa i instytucjonalna.
- 2) Sformułowanie wniosków dla polityki gospodarczej oraz planu działań w zakresie polityki przemysłowej przeciwdziałającej carbon-leakage do publikacji Narodowego Programu Rozwoju Gospodarki Niskoemisyjnej.

TEMATY KOLEJNEJ DEBATY PUBLICZNEJ

Kolejna debata publiczna w ramach prac nad Narodowym Programem Rozwoju Gospodarki Niskoemisyjnej w drugiej połowie 2012 roku powinna składać się z następujących części:

1. Dyskusja. „Technologie energetyczne jutra – czy Polskę na nie stać?”, podczas której zaprezentowana powinna zostać Analiza 1 i 2 z listy analiz niniejszego raportu oraz omówione następujące zagadnienia:

- Jakież są obecne koszty implementacji technologii, które znalazły się w mixie energetycznym do roku 2050 niniejszego raportu?
- Jaki jest potencjał rozwoju tych technologii w Polsce do roku 2050?
- Czy jakieś technologie, potencjalnie istotne, nie zostały uwzględnione w niniejszym raporcie?
- Czy koszty implementacji technologii powinny być głównym kryterium wyboru mixu energetycznego?



2. Dyskusja „Jak stworzyć dobre zaplecze regulacyjne i finansowe dla rozwoju gospodarki niskoemisyjnej w Polsce?”, podczas której zaprezentowane powinny zostać Analizy 3 i 4 z listy analiz zaproponowanej w niniejszym raporcie oraz omówione następujące zagadnienia:

- Które z istniejących regulacji energetycznych w Polsce możemy zaliczyć do międzynarodowych dobrych praktyk?
- Gdzie występują luki w polskim prawie, które utrudniają rozwój niskoemisyjnej gospodarki w Polsce?
- Czy finansowanie badań, rozwoju, demonstracji i implementacji niskoemisyjnych rozwiązań w polskiej gospodarce kształtuje się na wystarczającym poziomie?
- Jak stworzyć system przygotowywania dobrych regulacji na przyszłość?
- Jak ma wyglądać skuteczny polski system finansowania niskoemisyjnych rozwiązań?
- Jakie regulacje należy przygotować w pierwszej kolejności?

Bibliografia

- ARE (2009), *Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 roku*, załącznik do Polityki Energetycznej Polski do 2030 roku.
- ARE (2011), *Aktualizacja Prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030*, Warszawa.
- Bank Światowy (2011), *Transition to a Low-Emissions Economy in Poland*, The World Bank Poverty Reduction and Economic Management Unit, Waszyngton.
- Bukowski M., Brzeziński K. (2011), *Niskoemisyjne dylematy Jak ograniczyć emisję gazów cieplarnianych i co to oznacza dla polskiej gospodarki?*, IBS, WWF, PKE, Warszawa
- Bukowski M., Kowal P. (2010), *Macroeconomic impact of GHG mitigation policy – case of Poland. Non-technical summary*, IBS, Warszawa (mimeo).
- EnergSys (2008), *Raport 2030. Wpływ proponowanych regulacji unijnych w zakresie wprowadzenia europejskiej strategii rozwoju energetyki wolnej od emisji CO₂ na bezpieczeństwo energetyczne Polski, a w szczególności możliwości odbudowy mocy wytwórczych wykorzystujących paliwa kopalne oraz poziom cen energii elektrycznej*.
- EnergSys (2010), *Raport 2050. Ocena skutków ustanowienia celów głębokiej redukcji emisji gazów cieplarnianych w UE do roku 2050, ze szczególnym uwzględnieniem skutków dekarbonizacji produkcji energii elektrycznej dla Polski*.
- Greenpeace Polska (2008), *[R]ewolucja energetyczna dla Polski. Scenariusz zaopatrzenia Polski w czyste nośniki energii w perspektywie długookresowej*, Warszawa.
- Instytut na rzecz Ekorozwoju (2009), *Alternatywna polityka energetyczna Polski do 2030 roku*, Warszawa.
- IPCC (2007), *The Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, Genewa.
- Komisja Europejska (2009), *EU energy trends to 2030 — update 2009*.
- Komisja Europejska (2010), *Europa 2020 Strategia na rzecz inteligentnego i zrównoważonego rozwoju sprzyjającego włączeniu społecznemu*, KOM(2010) 2020.
- Komisja Europejska (2011a), *Plan działania prowadzący do przejścia na konkurencyjną gospodarkę niskoemisyjną do 2050 r.*, KOM(2011) 112.
- Komisja Europejska (2011b), *Impact assessment. Accompanying document to the Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions “A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050”*, SEC(2011) 289.
- McKinsey&Company (2009), *Ocena potencjału redukcji emisji gazów cieplarnianych w Polsce do roku 2030*.
- OECD/MAE (2010), *Energy and CO₂ emissions scenarios of Poland*.



Instytut Badań Strukturalnych

Instytut Badań Strukturalnych to niezależna fundacja naukowa i ośrodek myśli (think-tank), którego celem jest prowadzenie i wspieranie badań podnoszących innowacyjność i konkurencyjność gospodarki. Fundacja inspirowa i prowadzi prace naukowo-badawcze z zakresu ekonomii, metod informatycznych oraz nauk społecznych. Jej działalność nakierowana jest na promowanie umiejętności praktycznego stosowania wyników naukowych w polityce społeczno-gospodarczej na szczeblu centralnym, regionalnym i europejskim. IBS w sposób szczególny angażuje się w tworzenie i rozpowszechnianie modeli ekonomicznych służących do oceny procesów gospodarczych i przewidywania wpływu interwencji publicznej na gospodarkę. Domeną działalności IBS są także zagadnienia związane z myśleniem strategicznym, sprawnym państwem, finansami publicznymi, polityką regionalną i europejską i zagadnieniami energetyczno-klimatycznymi.

www.ibs.org.pl



demosEUROPA - Centrum Strategii Europejskiej

demosEUROPA - Centrum Strategii Europejskiej to niezależny, międzynarodowy ośrodek badawczy. Centrum zajmuje się analizą strategicznych aspektów funkcjonowania Unii Europejskiej oraz jej polityk. Celem prac badawczych Centrum jest definiowanie możliwych odpowiedzi na wyzwania, jakie stoją przed Unią Europejską, państwami członkowskimi oraz obywatelami Europy. Centrum stanowi forum intelektualnej debaty, której przedmiotem są polityczny, społeczny i ekonomiczny wymiar integracji europejskiej i stosunków międzynarodowych. Jednym z kluczowych celów Centrum jest promocja zaangażowanej i jednoznacznie proeuropejskiej orientacji Polski jako kraju członkowskiego Unii. Działania demosEUROPA - Centrum Strategii Europejskiej oparte są na przekonaniu, że aktywna rola Polski w Europie najlepiej służyć będzie interesom jej obywateli i polskim przedsiębiorstwom. demosEUROPA - Centrum Strategii Europejskiej jest wydawcą raportów, analiz oraz opracowań na temat polityk europejskich - prezentujących konkluzje interaktywnych dyskusji, konferencji i seminariów.

www.demoseuropa.eu



MINISTERSTWO
GOSPODARKI



Mix
energetyczny
2050

