

Narodowy Bank Polski

Instytut Ekonomiczny

**Krótkookresowe skutki makroekonomiczne
pakietu energetyczno-klimatycznego
w gospodarce Polski**

Wnioski dla polityki pieniężnej

Warszawa, Marzec 2012

Materiał przygotowany przez zespół pracowników Instytutu Ekonomicznego Narodowego Banku Polskiego w składzie:

Michał Gradzewicz, Marcin Grela, Michał Greszta, Jakub Growiec, Jan Hagemejer, Aleksandra Hałka, Anna Jabłecka, Jarosław T. Jakubik, Tomasz Jędrzejowicz, Agnieszka Leszczyńska, Róża Lewińska, Paweł Macias, Marek Niechciał, Łukasz Postek, Katarzyna Puchalska, Aleksandra Urbaniec, Zbigniew Żółkiewski

Redakcja i koordynacja: **Jan Hagemejer**

Nadzór merytoryczny: **Michał Gradzewicz, Jarosław T. Jakubik**

Materiał został przygotowany na podstawie publicznie dostępnych źródeł danych i informacji oraz narzędzi, które autorzy uznają za rzetelne i wiarygodne. Jednakże, niniejszy materiał ma charakter analizy makroekonomicznej i autorzy nie gwarantują jego przydatności do podejmowania decyzji gospodarczych. W dokumencie przedstawiono poglądy autorów, które nie powinny być utożsamiane z oficjalnym stanowiskiem Narodowego Banku Polskiego. Autorzy dziękują za uwagi otrzymane z Ministerstwa Finansów, Ministerstwa Gospodarki oraz Ministerstwa Środowiska. Błędy i nieścisłości obciążają wyłącznie autorów analizy.

Wnioski z niniejszego opracowania są wykorzystywane w bieżących projekcjach makroekonomicznych sporządzanych przez Instytut Ekonomiczny NBP.

Analizy empiryczne zostały przeprowadzone na podstawie danych i informacji dostępnych do dnia 31.12.2011 r. Zasadnicza część opracowania została zamknięta 13 lutego 2012 r. Do 26 marca 2012 r. wprowadzono poprawki konsumujące uwagi organów NBP oraz resortów.

Synteza

Celem opracowania jest oszacowanie krótkookresowych efektów (dla lat 2013 – 2014) polityki ograniczania emisji w ramach pakietu energetyczno-klimatycznego UE dla Polski, a w szczególności jego wpływu na podstawowe zmienne makroekonomiczne, w tym na inflację oraz na sytuację przedsiębiorstw i gospodarstw domowych.

Pakiet energetyczno-klimatyczny (PEK) to zbiór aktów prawnych, za pomocą których Unia Europejska realizuje międzynarodowe porozumienia, dotyczące redukcji emisji gazów cieplarnianych (*greenhouse gases* – GHG), w tym głównie dwutlenku węgla. Zawarte w pakiecie regulacje mają za zadanie osiągnięcie długookresowych celów redukcji emisji przy użyciu zarówno instrumentów rynkowych (handel uprawnieniami do emisji), jak i działań regulacyjnych.

W publicznej dyskusji pakiet nazywany jest często w skróconej formie pakietem 3x20, która to nazwa akcentuje najważniejsze cele polityki klimatycznej Unii Europejskiej w horyzoncie do 2020 roku:

- zmniejszenie do 2020 roku emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 20%, w porównaniu do 1990 roku,
- zwiększenie efektywności energetycznej o 20% w stosunku do scenariusza referencyjnego BAU („*business as usual*”),
- zwiększenie udziału energii ze źródeł odnawialnych do 20% całkowitego zużycia energii finalnej.

Podstawowym narzędziem zastosowanym przez UE w celu redukcji emisji gazów cieplarnianych jest system handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych ETS (Emissions Trading System), który ma charakter obligatoryjny. Oznacza to, że producenci objęci tym systemem (ogólnie rzecz biorąc, przedsiębiorstwa sklasyfikowane w ramach energetyki, przetwórstwa przemysłowego i transportu lotniczego) są zobowiązani do pokrycia związanej z produkcją emisji gazów cieplarnianych uprawnieniami.

Obecnie system handlu uprawnieniami do emisji dotyczy ok. 12 tys. instalacji w energetyce i innych gałęziach przemysłu na terenie UE, które odpowiadają za ponad 50% emisji dwutlenku węgla i ok. 40% wszystkich gazów cieplarnianych. Do końca 2012 r. znaczna część uprawnień do emisji jest przydzielana przez rządy krajów UE nieodpłatnie. W 2013 r. zacznie obowiązywać kolejny (3) etap rozwoju ETS, w którym podstawową zasadą będzie aukcyjny system sprzedaży uprawnień do emisji gazów cieplarnianych. Energetyka będzie obowiązkowo objęta systemem aukcyjnym, przy czym dla grupy krajów, w tym Polski, przewidziano możliwość czasowego zwolnienia (derogacji) od obowiązku zakupu uprawnień do emisji w tym sektorze, które będzie mogło być w pełni wykorzystane jedynie w przypadku przeprowadzenia znaczących inwestycji w sektorze energetycznym. Przemysł będzie stopniowo przechodzić do systemu aukcyjnego, począwszy od wprowadzenia sprzedaży aukcyjnej 20% uprawnień w 2013 r., przez 70% w 2020 r., do 100% w 2027 r. W przemyśle przydział bezpłatnych praw do emisji uzależniony będzie od poziomów referencyjnych, tzw. benchmarków opartych o 10% najbardziej wydajnych instalacji w danej branży. Dla Polski oznacza to znaczny wzrost kosztów w branżach energochłonnych, takich jak ciepłownictwo, przemysł: chemiczny, cementowy czy papierniczy.

Równocześnie całkowity, ogólnoeuropejski limit emisji objętej ETS będzie od 2013 r. corocznie redukowany o 1,74%, co oznacza, że w 2020 r. emisje muszą być o 21% mniejsze niż w 2005 r. Po 2013 r. poza systemem EU ETS pozostaną jednak nadal takie sektory, jak komunalno-bytowy czy rolnictwo.

Realizacja PEK w odniesieniu do przemysłu może pociągnąć za sobą przenoszenie produkcji wysokoemisyjnej i energochłonnej poza obszar objęty restrykcyjną polityką klimatyczną (tzw. zjawisko ucieczki emisji, ang. *carbon leakage*). Zjawisko to prowadzi do geograficznego przesunięcia miejsca

emisji gazów cieplarnianych, ale nie jego ograniczenia w skali globalnej. W celu przeciwdziałania ucieczce emisji UE chce przyznać 100% darmowych uprawnień do emisji (obliczonej dla 10% najbardziej efektywnych instalacji w wybranym sektorze) gazów cieplarnianych sektorom narażonym na to zjawisko. Polska, jako kraj o wysokim udziale przemysłów energochłonnych (m.in. branża chemiczna, hutnicza, produkcja szkła, cementu, papieru) w UE i wysokoemisyjnej energetyce jest szczególnie narażona na zjawisko ucieczki emisji.

Polska zrealizowała ze znacznym zapasem swoje zobowiązania redukcyjne wg protokołu z Kioto (30% wobec 6% wymaganego protokołem, w stosunku do roku 1988). Także w ramach dotychczasowych etapów rozwoju ETS (2005-2012) potrzeby emisyjne polskich firm były w większości pokrywane przez bezpłatne uprawnienia. Od 2013 r. bezpłatne uprawnienia będą tylko częściowo pokrywać polskie potrzeby. Szczególnie dotyczy to energetyki, która ma możliwość otrzymania derogacji obejmującej początkowo (w 2013 r.) formalnie 70% bezpłatnych uprawnień. Jednak po zastosowaniu przez Komisję Europejską m.in. benchmarku produktowego derogacja oznacza otrzymanie 52% bezpłatnych pozwoleń. Równocześnie warunkiem koniecznym do otrzymania bezpłatnych pozwoleń przez energetykę jest przeprowadzenie przez branżę inwestycji wartych miliardy euro.

W ostatniej dekadzie popyt na energię elektryczną rósł średnio o 2,2% rocznie, czyli o około połowę mniej niż tempo wzrostu gospodarczego, co wskazuje na stopniowy spadek energochłonności produkcji w gospodarce polskiej. Prognozy z rządowej Polityki Energetycznej Polski stwierdzają, że do 2030 r. popyt na energię elektryczną wzrośnie w Polsce o ok. 40%, przy równoczesnym podwojeniu się poziomu PKB. W 2009 r. popyt na energię elektryczną w Polsce per capita był około dwa razy niższy niż średnia w europejskich krajach OECD.

Szczególnie wrażliwy na rozwiązania przewidziane w polityce redukcji emisji UE jest sektor wytwarzania energii elektrycznej, który charakteryzuje się wysoką emisyjnością gazów cieplarnianych. Pomimo tego, że w ostatnich 20-30 latach wskaźnik emisji CO₂ na mieszkańca, przy uwzględnieniu poziomu PKB, znacznie się w Polsce obniżył, odpowiada on obecnie poziomowi krajów zachodnioeuropejskich sprzed około 20 lat. Główną przyczyną wysokiej emisyjności polskiej energetyki jest koncentracja produkcji energii w elektrowniach i elektrociepłowniach opartych na węglu brunatnym i kamiennym. Obecnie ok. 90% produkcji energii elektrycznej wytwarza energetyka węglowa, zaś do 2030 r., zgodnie z prognozami rządowymi, z węgla ma nadal pochodzić ponad połowa energii elektrycznej w Polsce (w Europie obecnie ok. 25%). Polską energetykę cechuje też niska efektywność infrastruktury elektroenergetycznej. Ze względu na zaawansowany wiek polskich elektrowni ich średnia sprawność jest jednak zdecydowanie niższa i wynosi ok. 33%-35% wobec 45-46% dla nowoczesnych elektrowni węglowych. Ze względu na przestarzałą infrastrukturę elektroenergetyczną, straty sieciowe są znaczne i pozostają na wyższym poziomie niż przeciętnie wśród państw OECD.

Pakiet energetyczno-klimatyczny wyznacza również cel redukcji emisji GHG w okresie 2013-2020 dla pewnych sektorów gospodarczych, których nie obejmuje system ETS (tzw. non-ETS), takich, jak: transport, z wyłączeniem lotnictwa, rolnictwo, budownictwo, sektor komunalno-bytowy. Te dziedziny wytwarzania odpowiedzialne są za pozostałe 60% emisji GHG w Unii Europejskiej. Skala redukcji emisji wynosi 10% w skali całej Unii, ale jest zróżnicowana dla poszczególnych krajów od -20% do +20% (Polska może zwiększyć emisję GHG w sektorach non-ETS o 14%).

Zużycie infrastruktury energetycznej, pochodzącej w znacznej mierze z lat 60-80-tych ubiegłego wieku, oraz konieczność spełnienia wymogów unijnego PEK determinuje inwestycje w tym sektorze gospodarki. Szacunki ekspertów wskazują, że do 2030 r. inwestycje powinny osiągnąć wartość ok. 100 mld euro, z czego 33 mld w odnawialne źródła energii, 24 mld w sieć dystrybucyjną i przesyłową, 11 mld w działania na rzecz efektywności energetycznej oraz 33 mld w elektrownie. Kolejne ok. 100 mld euro może kosztować termomodernizacja budynków wraz z inwestycje w ciepłownictwo (elektrociepłownie). Podobne szacunki przedstawia także Międzynarodowa Agencja Energii, według której poziom inwestycji w polskim sektorze elektroenergetycznym w latach 2010-2030 powinien sięgnąć 195 mld euro (134 mld

euro na nowe elektrownie i elektrociepłownie, 61 mld euro na sieć dystrybucji i przesyłu energii elektrycznej i ciepłą). Według MAE całkowita wartość inwestycji w energetyce jest szacowana na 1,3% PKB w skali roku.

Wpływy ze sprzedaży uprawnień do emisji gazów cieplarnianych zasilą sektor finansów publicznych. Przy założeniu ceny jednego uprawnienia w wysokości 60 zł, wpływy z tego tytułu w latach 2013-2020 będą wynosiły ok. 0,25%-0,3% PKB rocznie, zaś ich suma w całym okresie przekroczy 45 mld zł. Równocześnie co najmniej 50% dochodów ze sprzedaży uprawnień przez władze krajów UE powinno zostać przeznaczone na cele związane ze zmianami klimatycznymi.

Jednym z ważnych celów PEK jest zwiększenie do 2020 roku efektywności energetycznej o 20% w stosunku do scenariusza referencyjnego. W Polsce w ostatnich latach dokonał się ogromny postęp w zakresie efektywności energetycznej. Energochłonność Produktu Krajowego Brutto (wyrażona w ekwiwalencie kilograma ropy naftowej) spada konsekwentnie od 1993 roku i w 2009 roku sięgnęła 30% energochłonności z początku lat 90, w rezultacie modernizacji polskiej gospodarki oraz racjonalizacji wykorzystania energii przez odbiorców. Pomimo to, efektywność energetyczna polskiej gospodarki pozostaje około 2 razy niższa niż średnia w krajach Unii Europejskiej. Podnoszeniu efektywności energetycznej służyć będzie wchodzący w życie system tzw. białych certyfikatów, potwierdzających osiągnięcie zadeklarowanej oszczędności energii. Przedsięwzięciami promowanymi białymi certyfikatami będą m.in.: modernizacje i termomodernizacje sieci ciepłowniczych, budynków, instalacji przemysłowych itd., odzyskiwanie energii w procesach przemysłowych, ograniczanie strat w przesyłach energii oraz stosowanie kogeneracji (równoczesnego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej).

Warto przy tym dodać, że zarówno koszty PEK, jak i sama jego konstrukcja są krytykowane przez niektórych ekonomistów, specjalizujących się w problematyce wzrostu niskoemisyjnego. Krytyka ta dotyczy wyboru instrumentów ekonomicznych redukcji emisji, braku dostatecznego uzasadnienia dla ilościowych celów pakietu (cel 3x20), wzajemnej niespójności różnych mechanizmów PEK, krótkiego horyzontu całego programu, a także usytuowania całego przedsięwzięcia w ramach globalnych działań na rzecz ochrony klimatu, które to usytuowanie – zdaniem tej grupy autorów – naraża gospodarki krajów europejskich na obniżenie konkurencyjności, bez odczuwalnych efektów dla klimatu.

Od 2007 r. pojawiło się wiele badań opisujących potencjalny wpływ wprowadzenia pakietu energetyczno-klimatycznego na gospodarkę całej Unii Europejskiej bądź na poszczególne jej kraje członkowskie. Opracowania te skupiały się głównie na długoterminowych efektach - do 2020 r., a nawet w jeszcze dłuższym horyzoncie. Analizy uwzględniały zarówno koszt wprowadzenia pakietu, jak i jego wpływ na PKB, konsumpcję prywatną, zatrudnienie, czy rzadziej inflację.

Wyniki większości opracowań, uzyskane dla wszystkich krajów UE wskazują, że wprowadzenie pakietu negatywnie wpłynie na gospodarkę. Spowolnienie to wynikać ma przede wszystkim z ograniczenia wydatków konsumpcyjnych gospodarstw domowych w wyniku wzrostu cen energii oraz spadku zatrudnienia. Koszt wprowadzenia ograniczeń można jednak zmniejszyć poprzez umiejętne wydatkowanie wpływów z tytułu sprzedaży praw do emisji (m.in. wykorzystanie dodatkowych dochodów budżetowych w celu obniżki klina podatkowego, pobudzanie konsumpcji, czy też inwestycje we wzrost konkurencyjności).

Badania te wskazują, że w Polsce, podobnie jak w pozostałych nowych krajach członkowskich, negatywny wpływ wprowadzenia pakietu na gospodarkę będzie wyższy niż przeciętnie w całej UE. Wynika to przede wszystkim z konieczności większego ograniczenia emisji w sektorach objętych ETS, zwłaszcza w uzależnionym od węgla sektorze wytwarzania energii elektrycznej.

Analizę kanałów, za pomocą których PEK wpłynie na gospodarkę Polski w krótkim i średnim okresie przeprowadzono na podstawie trzech następujących założeń: (1) gospodarka Polski jest w bardzo dużym stopniu (relatywnie do UE-27) oparta na węglu i przez to wysokoemisyjna, (2) przewaga komparatywna

Polski względem jej partnerów handlowych w ramach UE leży w sektorach wysokoemisyjnych, (3) partnerzy handlowi Polski to przede wszystkim kraje UE. Przy powyższych założeniach, można spodziewać się, że w krótkim okresie, wskutek konieczności zakupu uprawnień do emisji CO₂, nastąpi podtrzymany impuls zwiększający koszty produkcji w sektorach wysokoemisyjnych. Przełoży się on na krótkookresowy impuls inflacyjny oraz uruchomi realokację międzysektorową popytu, a w dalszej kolejności podaży. Można spodziewać się też spadku eksportu, a przez to pogorszenia się salda rachunku obrotów bieżących i deprecjacji złotego (w dalszej kolejności nieco łagodzącego spadek eksportu).

W średnim okresie z pewnością spadnie emisja CO₂, a ponadto w reakcji na zmiany krótkookresowe przedsiębiorstwa zainicjują zmiany technologii produkcji. Wskutek tego może nastąpić wzrost produktywności pracy, a przez to złagodzenie presji na wzrost cen. Kontynuowana będzie też realokacja produkcji w kierunku sektorów niskoemisyjnych. Potencjalnym zagrożeniem jest spadek zatrudnienia ogółem (a przez to wzrost bezrobocia) ze względu na spadek produkcji w sektorach wysokoemisyjnych. Z drugiej strony, zmiany technologii produkcji wymagają nowych inwestycji, co w konsekwencji zwiększy popyt na dobra i usługi sektora budowlanego i transportowego. Ponadto można się spodziewać wzrostu importu dóbr i usług sektorów wysokoemisyjnych, zwłaszcza z krajów poza UE (ucieczka emisji).

W odniesieniu do pozostałych efektów oddziaływania PEK na gospodarkę Polski, należy podkreślić, że siła wielu z nich będzie w kluczowy sposób zależać od tego, w jakim tempie i na jaką skalę podjęte zostaną kroki w kierunku wdrożenia PEK, w szczególności od wielkości nakładów inwestycyjnych na odnawialne źródła energii oraz energetykę jądrową.

W niniejszym opracowaniu zawarto opis przeprowadzonych w NBP badań empirycznych, dotyczących krótkookresowych skutków implementacji pakietu energetyczno-klimatycznego dla Polski. Opierają się one na spójnych założeniach dotyczących emisji gazów cieplarnianych w gospodarce polskiej oraz otoczenia makroekonomicznego. Wpływ PEK na gospodarkę realną oszacowano przy użyciu modelu równowagi ogólnej, a także, w sposób spójny z projekcją NBP, przy użyciu modelu NECMOD. Szacunki reakcji inflacji na wdrożenie instrumentów redukcji emisji gazów cieplarnianych otrzymano przy użyciu modeli ekonometrycznych. Scenariusze symulacyjne zróżnicowano względem wysokości ceny zbywalnych pozwoleń na emisję CO₂: 8 EUR, 14 EUR (scenariusz centralny), 29 EUR i 40 EUR za tonę. Wartości te oszacowano na podstawie historycznych notowań pozwoleń na emisję CO₂. Analizy makroekonomiczne uzupełniono oceną sytuacji gospodarstw domowych, przeprowadzoną przy użyciu danych indywidualnych, a także wynikami ankiet wśród przedsiębiorstw.

Krótkookresowe skutki pakietu energetyczno-klimatycznego dla gospodarki realnej oszacowano na podstawie symulacji przeprowadzonymi przy użyciu modelu równowagi ogólnej. Zgodnie z wynikami, w reakcji na wprowadzenie PEK, w 2013 roku PKB będzie nieco ponad 0,1% niższy niż w scenariuszu BAU (*business as usual*). W zależności od ceny CO₂, ujemny wpływ na PKB może sięgnąć 0,3%. W reakcji na wzrost kosztów pozwoleń na emisję CO₂ spada produkcja (o 0,1%) oraz zatrudnienie (o 0,3%), a także dochody rozporządzalne gospodarstw domowych (o 0,4%). Większość realokacji w gospodarce następuje w 2013 rok, a w 2014 roku występuje nieznaczne pogłębienie (poniżej 0,1 PKB w scenariuszu centralnym) zaobserwowanych wcześniej tendencji. Spadek PKB w 2013 wywołany jest głównie spadkiem spożycia prywatnego (-0,4% w scenariuszu centralnym). W reakcji na zaburzenie cen relatywnych oraz spadek popytu wewnętrznego, spadają zarówno import (-0,2%) oraz eksport (-0,1%). Jednocześnie nieznacznie rośnie popytu inwestycyjny (0,2%). Negatywny wpływ na sytuację gospodarstw domowych oraz na aktywność gospodarczą może zostać złagodzony przy użyciu bezpośrednich transferów do gospodarstw domowych lub też redukcji kosztów pracy finansowanych z dochodów ze sprzedaży zbywalnych pozwoleń na emisję CO₂.

Wpływ zwiększenia kosztów wytwarzania energii elektrycznej, z tytułu wejścia w życie 3 etapu systemu handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS) na dynamikę cen towarów i usług konsumpcyjnych (CPI) w horyzoncie dwóch lat (2013–2014) przeanalizowano za pomocą modeli ekonometrycznych. Analizowano przełożenie się impulsu cenowego na cztery główne komponenty CPI (żywność i napoje

bezalkoholowe, energię, towary oraz usługi). Wyniki wskazują, że największego wzrostu cen można oczekiwać w styczniu 2013 r., gdy dynamika CPI wzrośnie, w zależności od przyjętego scenariusza, o 0,2-1,0 pp., głównie na skutek wzrostu dynamiki cen energii. W kolejnych miesiącach można oczekiwać wzrostu cen w pozostałych kategoriach CPI, co łącznie spowoduje wzrost wskaźnika CPI o 0,3-1,5 pp. W 2014 r. przewidywany jest mniejszy niż w 2013 r. wzrost dynamiki CPI. Wynika to z faktu, iż o ile w 2013 r. redukcja uprawnień do emisji CO₂ będzie znaczna i wyniesie ok. 47 pp., to w 2014 roku dalsza redukcja ilości uprawnień będzie znacznie mniejsza i wyniesie ok. 4 pp. Do 2020 r. skala wzrostu CPI związana z redukcją uprawnień do emisji CO₂ w kolejnych latach będzie analogiczna do tej z 2014 r.

Wpływ pakietu energetyczno-klimatycznego na projekcję inflacji i PKB oszacowano z wykorzystaniem modelu NECMOD. Model został zmodyfikowany poprzez nałożenie dodatkowej opłaty na przedsiębiorstwa (koszt zakupu uprawnień do emisji CO₂), a także zwiększenie nakładów brutto na środki trwałe (niezbędne inwestycje w rozwiązania niskoemisyjne). W wyniku nałożenia powyższych korekt, PEK oddziałuje na gospodarkę w NECMOD licznymi kanałami modelowymi. Przede wszystkim prowadzi do wzrostu kosztów produkcji i cen (wzrost inflacji CPI w pierwszym roku o ok. 0,19-0,91 pp.), osłabienia wzrostu gospodarczego (spadek wzrostu PKB w 2013 r. o 0,05 - 0,29 pp., w 2014 r. o 0,08 - 0,49 pp.) oraz pogorszenia się sytuacji na rynku pracy. Pozytywnym efektem wprowadzenia III etapu handlu uprawnieniami jest natomiast zmniejszenie deficytu budżetowego (0,15 - 0,73 pp. w 2013 roku i 0,12 - 0,54 pp. w roku 2014), a w dłuższej perspektywie obniżenie długu publicznego i kosztów z nim związanych (przy założeniu przeznaczenia wpływów ze sprzedaży uprawnień do emisji na redukcję deficytu budżetowego). Wpływ nałożonych w modelu NECMOD korekt na scenariusz makroekonomiczny prezentowany w projekcji inflacji i PKB jest zbliżony do wyników innych badań, prezentowanych w niniejszej analizie.

Wpływ podwyżek cen energii (wynikających z wprowadzenia pakietu energetyczno-klimatycznego) na rozkład wydatków gospodarstw domowych na energię (w relacji do ich łącznych wydatków), ze szczególnym uwzględnieniem skali tzw. ubóstwa energetycznego i jego zmian, przeprowadzono na podstawie analizy jednostkowych danych, pochodzących z badań budżetów gospodarstw domowych. Z analizy tej wynika, że około 44% wszystkich gospodarstw domowych wydaje na nośniki energii więcej niż 10% swojego dochodu rozporządzanego (najczęściej stosowana definicja ubóstwa energetycznego). Relatywnie najwięcej (w stosunku do swojego dochodu) wydają na energię gospodarstwa domowe utrzymujące się z niezarobkowych źródeł oraz gospodarstwa domowe emerytów i rencistów. Udział wydatków na energię w dochodach jest wyższy u biednych gospodarstw domowych w porównaniu z pozostałą częścią populacji. Skala ubóstwa energetycznego została oszacowana na ok. 40% wszystkich gospodarstw domowych. Najsilniej ubóstwem energetycznym dotknięte są biedne gospodarstwa domowe (ok. 70% całej kategorii), w tym w szczególności emeryci i renciści oraz utrzymujący się z niezarobkowych źródeł. Wprowadzenie pakietu klimatycznego, które przełoży się na wzrost cen energii, zwiększy liczbę gospodarstw domowych o wydatkach na energię większych niż 10% dochodu o ok. 1,8%.

Wyniki badania ankietowego wśród firm z sektorów najsilniej dotkniętych wprowadzeniem pakietu klimatyczno-energetycznego, przeprowadzonego we wrześniu 2011 r., pokazują, że wpływ PEK na dynamikę wzrostu cen może być dość znaczący. Duże podwyżki przewidywane są zwłaszcza w energetyce, szczególnie po 2013 r. W sekcji przetwórstwo przemysłowe podwyżki cen będą wyraźnie niższe niż w energetyce, a ich wprowadzenie często odkładane jest w czasie. Czynnikiem, który może istotnie wpływać na podniesienie cen są planowane inwestycje dostosowawcze. Im są one większe, tym częściej firmy deklarują zamiar zwiększenia cen.

Wiedza przedsiębiorstw na temat skutków wprowadzenia pakietu energetyczno-klimatycznego jest na razie nieduża. Najlepiej przygotowaną do wprowadzenia nowych regulacji branżą wydaje się energetyka, gdzie większość firm przygotowała już plany adaptacyjne. Przedsiębiorstwa z tej branży dość optymistycznie oceniają przy tym skutki wprowadzenia PEK z punktu widzenia ich przyszłej kondycji ekonomicznej. Odmierna sytuacja ma miejsce w branżach przetwórczych, gdzie większość firm dopiero

zamierza przeanalizować potencjalne skutki i potrzebne działania, a spodziewany wpływ wprowadzenia PEK na ich sytuację częściej oceniany jest jako niekorzystny.

Z punktu widzenia polityki pieniężnej, wprowadzenie PEK jest w zasadzie podtrzymanym impulsem podażowym, zwiększającym bezpośrednio koszty produkcji w pewnych sektorach gospodarki, a przez to prowadzącym do spadku aktywności gospodarczej przy wyższych cenach. Innym sposobem interpretacji istoty PEK z punktu widzenia polityki pieniężnej jest fakt, że prowadzi on do zmiany cen relatywnych w gospodarce. Bank centralny nie powinien reagować na zmiany cen realnych (szczególnie mających długookresowy charakter), choć może przeciwdziałać ich krótkookresowym negatywnym skutkom poprzez odpowiednią politykę stóp procentowych, w szczególności mającą na celu odpowiednie zarządzanie oczekiwaniami inflacyjnymi. Ponadto, z punktu widzenia zachowania odpowiedniego *policy mix*, istotny jest sposób, w jaki zostaną wykorzystane dochody sektora finansów publicznych z handlu uprawnieniami do emisji. Symulacje na modelu równowagi ogólnej, przedstawione w niniejszym opracowaniu pokazują, że reakcja gospodarki na wprowadzenie PEK może być bardzo różna w zależności od sposobu wydatkowania dodatkowych dochodów SFP. W szczególnym przypadku, gdy dochody te zostaną wykorzystane dla sfinansowania redukcji narzutów na płace (w scenariuszu typu *double-dividend*), mogą wystąpić bardziej pozytywne konsekwencje dla wzrostu gospodarczego. Ponieważ zmienia to charakterystykę pierwotnego podażowego impulsu, może również zmieniać się sposób optymalnej reakcji polityki pieniężnej.

Optymalna strategia polityki pieniężnej w Polsce w reakcji na wprowadzenie PEK wymaga zatem odpowiedniego wyważenia czynników inflacjogennych i hamujących wzrost gospodarczy, przy jednoczesnym uwzględnieniu możliwych efektów drugiej rundy, przeciwdziałaniu utrwalania się podwyższonych oczekiwań inflacyjnych i akomodacji ewentualnych zmian w polityce fiskalnej.

Spis treści

Synteza	iii
Spis treści.....	1
Wstęp	3
1 Polityka redukcji emisji gazów cieplarnianych w ramach Unii Europejskiej	7
1.1 Wprowadzenie	7
1.2 Cele polityki Unii Europejskiej	7
1.3 Europejski System Handlu Uprawnieniami do Emisji (EU ETS).....	9
1.4 Problem ucieczki emisji (carbon leakage)	16
1.5 Wykorzystanie uprawnień do emisji przyznanych Polsce.....	18
1.6 Wpływ PEK na sektor finansów publicznych	20
1.7 Krytyka Pakietu Energetyczno-Klimatycznego	23
2 Sektor wytwarzania energii elektrycznej	25
2.1 Wprowadzenie	25
2.2 Cechy energii elektrycznej.....	25
2.3 Produkcja i zużycie energii elektrycznej	25
2.4 Surowce energetyczne	28
2.5 Niska efektywność infrastruktury elektroenergetycznej	29
2.6 Emisyjność polskiej elektroenergetyki.....	35
2.7 Potrzeby inwestycyjne.....	36
2.8 Kolorowe Certyfikaty.....	38
2.9 Efektywność energetyczna	43
3 Kanały oddziaływania pakietu energetyczno-klimatycznego na gospodarkę realną oraz ceny.....	45
3.1 Wprowadzenie	45
3.2 Efekty krótkookresowe.....	45
3.3 Efekty średniookresowe	46
4 Przegląd wyników badań empirycznych	51
4.1 Wstęp.....	51
4.2 Stosowane podejścia badawcze.....	51
4.3 Wpływ pakietu energetyczno-klimatycznego na kraje Unii Europejskiej	51
4.4 Wpływ pakietu na Polskę	55
5 Własne badania empiryczne. Wprowadzenie i założenia.....	57
6 Krótkookresowe skutki PEK w gospodarce realnej	59
6.1 Wprowadzenie	59
6.2 Model równowagi ogólnej CGE.....	59

6.3	Scenariusze symulacyjne.....	59
6.4	Domknięcia modelu	61
6.5	Wyniki symulacji	61
6.6	Podsumowanie.....	66
7	Wpływ PEK na wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych (CPI)	67
7.1	Wstęp.....	67
7.2	Model cenowego pass-through	67
7.3	Ceny energii i ich zmiany wskutek PEK.....	69
7.4	Szacunki zmian wskaźnika CPI	70
7.5	Podsumowanie.....	72
8	Analiza skutków PEK na <i>Projekcję Inflacji i PKB</i> przy zastosowaniu modelu NECMOD	73
8.1	Wprowadzenie	73
8.2	Główne zależności modelu NECMOD	73
8.3	Uwzględnienie wpływu pakietu klimatycznego w <i>Projekcji inflacji i PKB</i>	74
9	Sytuacja gospodarstw domowych	77
9.1	Wstęp.....	77
9.2	Ubóstwo energetyczne	77
9.3	Aproksymacja ubóstwa energetycznego na bazie rozkładu udziału wydatków na nośniki energii w dochodach gospodarstw domowych.....	78
9.4	Oszacowanie skali ubóstwa energetycznego w Polsce.....	79
9.5	Wprowadzenie pakietu energetyczno-klimatycznego, a zmiana skali ubóstwa energetycznego w Polsce 81	
9.6	Wnioski	82
10	Sytuacja sektora przedsiębiorstw	87
10.1	Wstęp.....	87
10.2	Wyniki badania ankietowego	87
10.3	Wiedza i przygotowanie przedsiębiorstw w związku z wejściem w życie pakietu klimatyczno- energetycznego.....	88
10.4	Skutki wprowadzenia pakietu energetyczno-klimatycznego	89
11	Wnioski dla polityki pieniężnej	95
12	Załączniki.....	98
12.1	Dodatkowe rysunki i tabele	98
12.2	Wykaz działalności objętej obowiązkiem posiadania uprawnień do emisji gazów	103
12.3	Model równowagi ogólnej CGE.....	104
12.4	Ankieta NBP	108
	Literatura	109

Wstęp

Pakiet Energetyczno-Klimatyczny (ang. The Climate and Energy Package, dalej PEK) to zbiór aktów prawnych, dotyczących realizacji celów polityki Unii Europejskiej w zakresie ochrony klimatu, zaproponowanych przez Komisję Europejską w 2007 roku, zaaprobowanych przez Radę Europy i ostatecznie przyjętych przez Parlament Europejski w grudniu 2008 r. W publicznej dyskusji pakiet ów nazywany jest często w skróconej formie jako „Pakiet 3*20”, która to nazwa akcentuje najważniejsze cele polityki klimatycznej Unii Europejskiej w horyzoncie do 2020 roku:

- zmniejszenie do 2020 roku emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 20%, w porównaniu do 1990 roku
- zwiększenie efektywności energetycznej o 20% w stosunku do scenariusza referencyjnego BAU (*business as usual*),
- zwiększenie udziału energii ze źródeł odnawialnych do 20% całkowitego zużycia energii finalnej.

Akty prawne (dyrektywy i decyzje) pakietu energetyczno-klimatycznego regulują kwestie bardziej szczegółowe, przyświecające powyższym celom. Ogólnym celem tego kompleksowego programu działań jest udział krajów Unii Europejskiej w globalnych działaniach na rzecz zahamowania ocieplenia klimatu, zgodnie z zobowiązaniami podjętymi przez kraje europejskie w Ramowej Konwencji ONZ w sprawie Zmian Klimatu (UNFCCC) z 1992 roku, której uzupełnieniem był Protokół z Kioto, z 1997 roku (traktat wszedł w życie 16 lutego 2005 r.). W trakcie zakończonej w grudniu 2011r. Konferencji Klimatycznej w Durbanie (RPA), przyjęto pakiet rozwiązań, które mają prowadzić do nowego porozumienia klimatycznego w skali globalnej w 2015 r., wobec wygaśnięcia okresu obowiązywania protokołu z Kioto. Pakiet energetyczno-klimatyczny UE jest jednym z podstawowych elementów polskiej polityki energetycznej i ochrony klimatu, co wyraźnie stanowi dokument Ministerstwa Gospodarki: „Polityka energetyczna Polski do 2030 roku”, gdzie – jak stwierdzają autorzy „...uwzględniono działania na rzecz realizacji przyjętych w grudniu 2008 r. przez Parlament Europejski projektów aktów prawnych wchodzących w skład pakietu energetyczno- klimatycznego ” (Ministerstwo Gospodarki, 2009).

Ogłoszeniu pakietu energetyczno-klimatycznego towarzyszyły opinie przedstawicieli Komisji Europejskiej, że prócz zamierzonych pozytywnych skutków dla klimatu, działania w ramach PEK „...wpłyną na zwiększenie zatrudnienia oraz wzrost sektora zaawansowanych technologii.” (komisarz ds. polityki energetycznej Andris Piebalgs) oraz że „...jest to szansa dla państw członkowskich zarówno na finansowanie projektów środowiskowych jak i wzrost gospodarczy w UE” (komisarz ds. konkurencji Neelie Kroes). Jednak od początku było też oczywiste, że realizacja tak kompleksowego programu, zakładającego znaczną przebudowę struktury produkcji i spożycia nośników energii, może okazać się trudna i pociągnie za sobą koszty dla krajów wspólnoty. Analizy zlecone przez Komisję Europejską (Capros et al. 2008, 2011), Komisja Europejskiej, 2008) – ich wyniki omówiono dalej - dość zgodnie wskazywały, że zagregowany koszt implementacji PEK, mierzony utratą PKB (lub poziomem dobrobytu) w horyzoncie analizy (2020) nie przekroczy 1% PKB rocznie, a więc może być uważany, wobec ogromnej skali przedsięwzięcia, za raczej niewielki (op. cit., Stern, 2007). Jednak cytowane wyżej prace wskazywały też, że tak mierzone koszty mogą być znacznie wyższe w krajach, w których duża część energii jest wytwarzana z węgla, a więc pociąga za sobą znaczne emisje dwutlenku węgla i innych gazów cieplarnianych i w których potencjalnie istotny jest udział gałęzi energochłonnych. Skrajnym przykładem kraju, o takich charakterystykach, niekorzystnych z punktu widzenia kosztów ograniczenia emisji gazów cieplarnianych jest Polska (o czym piszemy dalej). Wyniki przywołanych wyżej analiz wskazują, że koszty implementacji PEK mogą okazać się dla Polski, w relacji do PKB, nawet dwukrotnie wyższe, niż przeciętna dla UE. Wobec niepewności tych szacunków oraz biorąc pod uwagę, że proces implementacji PEK nie został zakończony, istnieje ryzyko, że koszty dla pewnej grupy krajów, w tym Polski, oznaczające uszczerbek na ich konkurencyjności, mogą okazać się znaczne.

Warto przy tym dodać, że zarówno koszty wdrożenia PEK, jak i sama jego konstrukcja są krytykowane przez niektórych ekonomistów, specjalizujących się w problematyce wzrostu niskoemisyjnego. Krytyka ta dotyczy wyboru instrumentów ekonomicznych redukcji emisji, braku dostatecznego uzasadnienia dla ilościowych celów pakietu (cel 3x20), wzajemnej niespójności różnych mechanizmów PEK, krótkiego horyzontu całego programu, a także usytuowania całego przedsięwzięcia w ramach globalnych działań na rzecz ochrony klimatu, które to usytuowanie – zdaniem tej grupy autorów – naraża gospodarki krajów europejskich na obniżenie konkurencyjności, bez odczuwalnych efektów dla klimatu.

Przytoczone w niniejszym opracowaniu analizy skutków pakietu energetyczno-klimatycznego odnoszą się z reguły do jego konsekwencji długookresowych, a więc wpływu na tempo wzrostu gospodarczego, zmiany w strukturze produkcji i konsumpcji, zatrudnienie, inwestycje czy konkurencyjność. W opracowaniach tych niewiele miejsca poświęca się więc roli polityki makroekonomicznej, w tym pieniężnej, w ramach działań na rzecz ograniczenia emisji gazów cieplarnianych. Tymczasem implementacja PEK może wywierać też wpływ na gospodarkę w krótkich okresach, zmieniając przebieg cyklu koniunkturalnego, generując nierównowagi makroekonomiczne, na przykład w postaci wzrostu inflacji.

Wynika to w szczególności stąd, że harmonogram wdrażania PEK przewiduje pewne daty graniczne, kiedy to ulegają skokowej zmianie ważne parametry pakietu. Taką ważną datą graniczną będzie 1 stycznia 2013 r., kiedy to wejdą w życie docelowe zasady (tzw. 3 etap) działania systemu handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS). W miejsce obowiązującego do tej pory mechanizmu, w którym ogromna większość uprawnień jest przydzielana przez rządy nieodpłatnie, wejdzie w życie system aukcyjny sprzedaży uprawnień do emisji gazów cieplarnianych. W przypadku Polski znaczna, choć malejąca w kolejnych latach, część uprawnień będzie nadal przydzielana bezpłatnie. Wejście w życie trzeciego etapu działania systemu handlu uprawnieniami do emisji może jednak spowodować znaczący wzrost cen energii elektrycznej. Według prezentowanych dalej wyliczeń, dynamika cen energii wzrośnie już w styczniu 2013r. o 1,1 – 5,5 pp. Przy właściwym dla analizy krótkookresowej założeniu braku dostosowań po stronie konsumpcji oraz uwzględniając implikowane wzrosty ceny innych grup dóbr i usług, efekt dla inflacji CPI będzie, według naszych szacunków, mieścił się w przedziale 0,2-1,0 pp. Również inne zmienne makroekonomiczne mogą, jak pokazują nasze dalej omawiane analizy, ulec dość istotnym dostosowaniom w reakcji na implementację skutków pakietu energetyczno-klimatycznego.

Zasadne więc jest, by poddać analizie nie tylko wieloletnie, ale również krótkookresowe efekty polityki ograniczania emisji w ramach PEK dla Polski, czego dotyczy niniejsze opracowanie. W szczególności, przedmiotem oceny efektów makroekonomicznych będzie ta część pakietu, która dotyczy działania systemu handlu uprawnieniami do emisji.

Niniejszy materiał ma następującą strukturę. W rozdziale 1 omawiana jest polityka redukcji emisji gazów cieplarnianych w ramach Unii Europejskiej, ze szczególnym naciskiem na charakterystykę Europejskiego Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji (EU ETS), w kontekście Polski. W rozdziale 2 scharakteryzowano sektor wytwarzania energii elektrycznej, wskazując na te jego cechy, ze względu na które implementacja PEK jest w przypadku Polski szczególnie skomplikowana i kosztowna. Rozdział 3 zawiera omówienie kanałów oddziaływania pakietu energetyczno-klimatycznego na gospodarkę realną oraz ceny w krótkim i średnim okresie, objętym analizą w niniejszym opracowaniu. Rozdział 4 obejmuje przegląd wyników badań empirycznych efektów implementacji PEK dla Unii Europejskiej, a w tym dla Polski. Kolejne rozdziały omawiają autorskie szacunki efektów pakietu energetyczno-klimatycznego dla Polski: rozdział 5 zawiera wprowadzenie do prezentacji wyników, w tym definiuje używane dalej scenariusze, rozdział 6 - krótkookresowe skutki pakietu w gospodarce realnej, rozdział 7 – szacunki wpływu pakietu na wskaźnik inflacji CPI, rozdział 8 – wyniki symulacji na modelu NECMOD, rozdział 9 – implikacje PEK dla sytuacji gospodarstw domowych, ze szczególnym uwzględnieniem zjawiska ubóstwa energetycznego, rozdział 10 – oczekiwany wpływ pakietu na sytuację przedsiębiorstw, na podstawie wyników specjalnego badania ankietowego. W rozdziale 11 przedstawiono najważniejsze wnioski

z analizy dla prowadzenia polityki pieniężnej. Rozdział 12 składa się z załączników, zawierających dodatkowe informacje na temat wyników analiz oraz zastosowanych narzędzi badawczych.

1 Polityka redukcji emisji gazów cieplarnianych w ramach Unii Europejskiej

1.1 Wprowadzenie

Pakiet energetyczno-klimatyczny jest rozwiązaniem, dzięki któremu Unia Europejska realizuje międzynarodowe porozumienia dot. redukcji emisji gazów cieplarnianych (w tym dwutlenku węgla). Zawarte w pakiecie regulacje mają za zadanie osiągnięcie długookresowych celów redukcji emisji przy użyciu instrumentów rynkowych, zapewniających efektywną alokację zasobów.

Niniejszy rozdział dotyczy celów polityki Unii Europejskiej oraz sposobów ich realizacji ucieleśnionych w kolejnych etapach wdrażania polityki redukcji emisji UE. Szczególną uwagę poświęcono Europejskiemu Systemowi Handlu Emisjami (ETS), który jest podstawowym narzędziem stosowanym do realizacji celów PEK. Część dotycząca ETS opisuje szczegółowe rozwiązania dotyczące sektora energii oraz innych sektorów gospodarki wraz z analizą dotychczasowego wykorzystania uprawnień do emisji w gospodarce polskiej. Zwrócono również uwagę na problem ucieczki emisji (*carbon leakage*) utrudniający wdrażanie PEK.

Szczegółowy opis rozwiązań instytucjonalnych zawarty w niniejszym rozdziale, stanowi podstawę założeń przeprowadzonych badań, opisanych w kolejnych rozdziałach.

1.2 Cele polityki Unii Europejskiej

Dostrzegając problem zwiększonej emisji gazów cieplarnianych wskutek działalności człowieka, państwa zrzeszone w ONZ przyjęły w 1992 roku Ramową konwencję Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu (UNFCCC). Miała ona na celu „*ustabilizowanie koncentracji gazów cieplarnianych w atmosferze na poziomie, który zapobiegałby niebezpiecznej antropogenicznej ingerencji w system klimatyczny*” (Art. 2 Konwencji) oraz zapoczątkowanie i usystematyzowanie działań zmierzających do redukcji emisji gazów cieplarnianych przez sygnatariuszy umowy.

Dokumentem uzupełniającym Konwencję jest Protokół z Kioto, przyjęty w 1997 roku. Porozumienie weszło w życie w 2005 roku i miało na celu zredukowanie emisji gazów cieplarnianych w okresie 2008-2012 średnio o co najmniej 5 procent poniżej poziomu emisji z 1990 r. Zakładany poziom tej redukcji w poszczególnych krajach był zróżnicowany. Polska znalazła się z grupie państw, które zobowiązały się ograniczyć emisję gazów cieplarnianych (*greenhouse gases – GHG*), wyrażoną w ekwiwalencie dwutlenku węgla¹ o 6% w stosunku do roku bazowego, tj. 1990². Trzy kraje: Islandia, Australia oraz Norwegia otrzymały zezwolenie na zwiększenie emisji względem 1990 roku o odpowiednio 10%, 8% i 1%. Kolejne trzy: Rosja, Ukraina i Nowa Zelandia mogły utrzymać emisję na poziomie z 1990 roku, a pozostałe strony porozumienia zobowiązały się ograniczyć emisję o 5% - 8%.

W protokole z Kioto przewidziano trzy instrumenty do osiągnięcia celów. Pierwszy z nich to mechanizm wspólnych wdrożeń (*Joint Implementation –JI*). Zgodnie z art. 6 Protokołu z Kioto polega on na wypełnianiu zobowiązań redukcyjnych przez państwa wymienione w Załączniku I do Konwencji Klimatycznej przez stworzenie możliwości zaliczenia redukcji uzyskanej w wyniku inwestycji w innym kraju wymienionym w Załączniku I do Konwencji Klimatycznej. Państwo-inwestor zmniejsza swoje koszty redukcji emisji (w porównaniu do kosztów, jakie musiałby ponieść realizując inwestycje krajowe) i zwiększa swój limit emisji. Natomiast Państwo-gospodarz (gospodarz projektu) zyskuje natomiast

¹ Gazy których dotyczy protokół z Kioto: dwutlenek węgla, metan, podtlenek azotu, fluorowęglowodory, perfluorowęglowodory, sześćciofluorek siarki.

² Dla Polski rokiem bazowym jest 1988 r.

przyjazne dla środowiska, nowoczesne technologie. W wyniku realizacji projektu JI uzyskuje się jednostki redukcji emisji (Emission Reduction Units – ERUs) transferowane z Państwa-gospodarza do Państwa-inwestora.

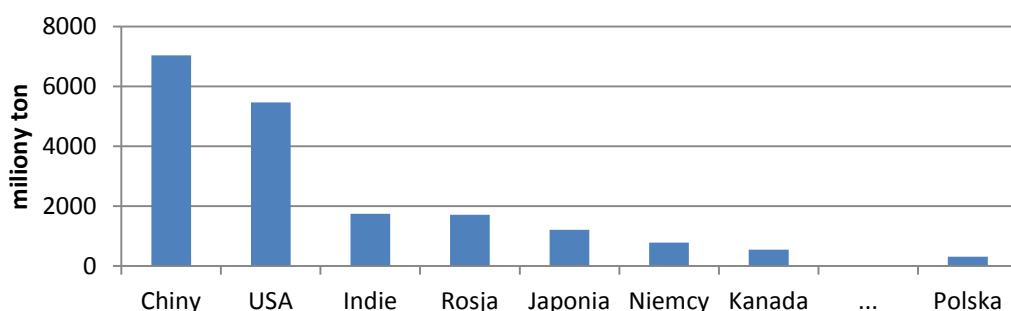
Kolejny instrument to mechanizm czystego rozwoju (*Clean Development Mechanism* – CDM). Zgodnie z postanowieniami art. 12 Protokołu z Kioto, CDM oznacza działanie inwestycyjne realizowane przez państwo wymienione w Załączniku I do Konwencji Klimatycznej na terytorium innego państwa niewymienionego w tym załączniku, które ma na celu redukcję, uniknięcie lub pochłanianie gazów cieplarnianych. W rezultacie realizacji określonego projektu uzyskuje się tzw. jednostki poświadczonej redukcji (Certified Emission Reduction – CER), przez które rozumie się jednostkę zredukowanej lub unikniętej emisji gazów cieplarnianych. Uzyskane w ten sposób jednostki mogą zostać wykorzystane przez strony wymienione w Załączniku I do Konwencji Klimatycznej w celu wywiązania się z ich zobowiązań.

Ostatnim instrumentem jest handel uprawnieniami do emisji (art. 17), który umożliwia państwom sprzedaż niewykorzystanych uprawnień do emisji gazów objętych protokołem lub dokupienie praw do emisji w razie przekroczenia przyjętych limitów emisji. Poza handlem jednostkami emisji CO₂, Protokół zakłada możliwość obrotu trzech innych jednostek, z których każda odniesiona jest do tony dwutlenku węgla:

1. *Removal Unit* (RMU) – pochłaniacze i zbiorniki gazów cieplarnianych, które obniżają poziom emisji gazów w danej gospodarce. Jednostki te powstają np. w drodze zalesiania.
2. *Emission Reduction Unit* (ERU) – redukcja emisji, która powstała w drodze mechanizmu wspólnych wdrożeń.
3. *Certified Emission Reduction* (CER) - redukcja emisji, która powstała w drodze mechanizmu czystego rozwoju

Najwyższym organem decyzyjnym Konwencji jest Konferencja Stron, która odbywa się co roku. Ostatnie spotkanie miało miejsce w Durbanie na przełomie listopada i grudnia 2011 roku. Wśród głównych postanowień ostatniego szczytu do najważniejszych zalicza się przygotowanie pakietu rozwiązań zmierzających do przedłużenia Protokołu z Kioto oraz do skonstruowania nowego porozumienia, które miałyby wejść w życie w 2020 roku. Projektowane porozumienie, w przeciwieństwie do Protokołu z Kioto, ma być prawnie wiążące dla wszystkich członków ONZ. W praktyce oznaczałoby to przyłączenie się do inicjatywy ograniczania emisji gazów cieplarnianych ich największych emitentów: Stanów Zjednoczonych, Chin i Indii.

Rysunek 1 Emisja dwutlenku węgla w poszczególnych krajach, w mln. ton w 2008 roku.



Źródło: Bank Światowy (2011)

Realizując postanowienia Protokołu z Kioto, Unia Europejska, zobowiązana do redukcji emisji o 8%, podjęła wewnętrzne działania na rzecz ujednolicenia instrumentów służących ograniczeniu emisji gazów cieplarnianych. Narzucone przez Unię ograniczenia znacznie przekraczają skalę ustaleń Protokołu z Kioto, co oznacza że kraje które osiągnęły już cele wyznaczone przez ONZ (w tym Polska - zob. Rysunek 43 w załączniku) są zobowiązane kontynuować działania w kierunku ograniczenia emisji.

Wytyczone przez Radę Europejską założenia dotyczące przeciwdziałania zmianom klimatycznym stanowią, że do 2020 r. Unia Europejska:

- o 20% zredukuje emisje gazów cieplarnianych (z opcją 30% redukcji, o ile w tym zakresie zostaną zawarte stosowne porozumienia międzynarodowe) w stosunku do poziomu emisji z 2005 r.;
- o 20% zwiększy udział energii odnawialnej w finalnej konsumpcji energii;
- o 20% zwiększy efektywność energetyczną, w stosunku do prognoz na rok 2020,
- zwiększy udział biopaliw w ogólnej konsumpcji paliw transportowych co najmniej do 10%.

Efektom prac legislacyjnych prowadzonych w celu wdrożenia powyższych wytycznych jest ogłoszony 5 czerwca 2009 roku pakiet energetyczno-klimatyczny. W jego skład wchodzi następujące dokumenty:

1. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (tzw. **dyrektywa EU ETS**).
2. Decyzja Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/406/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie wysiłków podjętych przez państwa członkowskie, zmierzających do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych w celu realizacji do roku 2020 zobowiązań Wspólnoty dotyczących redukcji emisji gazów cieplarnianych (tzw. **decyzja non-ETS**).
3. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (tzw. **dyrektywa OZE**).
4. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/31/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla oraz zmieniająca dyrektywę Rady 85/337/EWG, Euratom, dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2000/60/WE, 2001/80/WE, 2004/35/WE, 2006/12/WE, 2008/1/WE i rozporządzenie (WE) nr 1013/2006 (tzw. **dyrektywa CCS**).

Uzupełnieniem pakietu jest Decyzja Komisji z dnia 24 grudnia 2009 r. ustalająca zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady, wykaz sektorów i podsektorów uważanych za narażone na znaczące ryzyko ucieczki (Dz. Urz. UE L 1 z dn. 5.01.2010 r. str. 10).

1.3 Europejski System Handlu Uprawnieniami do Emisji (EU ETS)³

Europejski system handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (EU ETS) został ustanowiony Dyrektywą 2003/87/WE. Głównym zamierzeniem dyrektywy EU-ETS było stworzenie systemu handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie. Obecnie system handlu uprawnieniami do emisji dotyczy 12 tys. instalacji w energetyce i innych gałęziach przemysłu na terenie UE, które odpowiadają za ponad 50% emisji dwutlenku węgla i ok. 40% wszystkich gazów cieplarnianych (GHG; katalog instalacji objętych Dyrektywą ETS zawiera Załącznik 12.2). Zgodnie z postanowieniami Dyrektywy w latach 2013-2020 powinno nastąpić ograniczenie emisji w tych sektorach o 21% w porównaniu z 2005 rokiem.

Decyzja PE i Rady dotycząca sektorów non-ETS obejmuje pozostałe 60% emisji GHG (sektory nieobjęte ETS, tj. transport, z wyłączeniem lotnictwa, rolnictwo, budownictwo, sektor komunalno-bytowy). Celem tej decyzji jest redukcja o 10% emisji GHG w okresie 2005-2020. Poziom zmiany poziomu emisji jest zróżnicowany w poszczególnych krajach od -20% do +20% (Polska może zwiększyć emisję GHG o 14%).

Pakiet energetyczno-klimatyczny stanowi część szerokiej inicjatywy klimatycznej, która zakłada stworzenie gospodarki niskoemisyjnej w Europie do 2050 roku. Długofalowe cele redukcji emisji CO₂ są ujęte w dokumencie Komisji Europejskiej (2011) pt. „Plan działania prowadzący do przejścia na konkurencyjną gospodarkę niskoemisyjną do 2050 r.” Zgodnie z tym dokumentem większość energii

³ Opracowano na podstawie: Komisja Europejska (2009b), Lizak (2010), Międzynarodowa Agencja Energii (2011)

elektrycznej produkowanej w UE w 2050 roku pochodzić będzie ze źródeł odnawialnych. Ustalone dotychczas wiążące wskaźniki redukcji emisji gazów cieplarnianych, omówione w niniejszym materiale, sięgają 2020 roku. Obecnie KE rozpoczęła prace nad ustaleniem wiążących celów pośrednich na dekadę 2020-2030⁴. Należy nadmienić, że propozycje KE nie zostały przyjęte przez państwa członkowskie.

1.3.1 Zasady EU ETS

Europejski system handlu prawami do emisji gazów cieplarnianych zakłada wykorzystanie ekonomicznych bodźców w celu osiągnięcia celu, jakim jest ograniczenie emisji gazów cieplarnianych. System EU ETS opiera się na zasadzie „*cap and trade*” („ogranicz-i-handluj”). Zakłada ona ustanowienie przez władze (rząd) podmiotom gospodarczym limitu emisji niepożądanych substancji (*cap*). Przedsiębiorstwa, które nie wykorzystają swoich uprawnień do emisji – np. z powodu zmodernizowania technologii wytwarzania – mogą je sprzedać (*trade*) innym podmiotom. Centralnym elementem tego systemu jest wspólna „waluta” handlowa w postaci uprawnień do emisji. Jedno uprawnienie daje prawo do wyemitowania jednej tony dwutlenku węgla (CO₂). Uczestnictwo instalacji (przedsiębiorstw) w sektorach objętych systemem jest obowiązkowe. Należy jednak zauważyć, że EU ETS nie obejmuje wszystkich sektorów wytwarzających gazy cieplarniane (np. rolnictwa).

Limity emisji gazów cieplarnianych są ustalane przez Komisję Europejską (KE) na podstawie historycznych danych z poszczególnych państw UE. Wyznaczone przez KE limity są niższe niż zanotowane w przeszłości wielkości emisji. Państwa członkowskie rozdzielają otrzymane z KE limity na poszczególne instalacje (przedsiębiorstwa/obiekty). Decyzje dotyczące przydziałów są ogłaszane publicznie. Przedsiębiorstwa, które mają trudności z utrzymaniem emisji w granicach uzyskanych uprawnień mogą:

- zredukować swoją emisję (np. zainwestować w bardziej efektywną technologię lub skorzystać ze źródeł energii emitujących mniej dwutlenku węgla),
- zakupić dodatkowe uprawnienia na rynku.

Do 2012 r. włącznie większość uprawnień jest przydzielana nieodpłatnie – co najmniej 95% w okresie pierwszego etapu (lata 2005-2007) i do 90 % w trakcie trwania drugiego etapu w latach 2008-2012.

W 2008 r. całkowita emisja w EU ETS wyniosła łącznie ok. 2 mld ton CO₂ w kilkunastu tysiącach instalacji. Największy udział w tej emisji miała produkcja energii elektrycznej (55%) oraz produkcja przemysłowa żelaza i stali, cementu oraz rafinacji ropy naftowej (łącznie 24%). Zaledwie 25 największych przedsiębiorstw (w tym 18 energetycznych) działających w EU ETS odpowiadało za więcej niż 50% całkowitej emisji CO₂ w 2008 r., zaś 80% najmniejszych instalacji uwalniało do atmosfery łącznie tylko 10% całkowitej emisji CO₂.

1.3.2 Etapy rozwoju EU ETS

Zasady działania systemu EU-ETS ulegają modyfikacji zgodnie ze zmianami europejskiego prawa i w odpowiedzi na wyniki redukcji osiągnięte we wcześniejszych fazach funkcjonowania systemu. Pierwszy okres obowiązywania EU ETS miał miejsce w latach 2005 – 2007 r. Druga faza obejmuje lata 2008–2012, a trzecia od 2013 do 2020 r.

Etap 1 (2005-2007)

W pierwszym okresie system dotyczył emisji CO₂ generowanej przez instalacje przemysłu energetycznego i ciepłowniczego oraz w innych wybranych energochłonnych sektorach przemysłowych,

⁴ Początkowe ustalenia zawarte w dokumencie *Power Perspectives 2030* zakłada 60% redukcję w sektorze energetycznym; <http://www.roadmap2050.eu/pp2030 stan na 20.12.2011>.

takich jak: spalarnie, rafinerie ropy naftowej, piece koksownicze, huty żelaza i stali, cementownie, cegielnie, huty szkła, zakłady produkujące wapno, ceramikę, pulpę celulozową i papier.

W tym etapie stworzono niezbędną infrastrukturę konieczną do monitorowania, zgłaszania i weryfikacji rzeczywistych emisji przedsiębiorstw, objętych systemem oraz zainicjowano wolny handel uprawnieniami do emisji na terenie UE. Celem funkcjonowania tego etapu była także nauka zasad działania systemu EU ETS.

Etap 2 (2008-2012)

Na podstawie zweryfikowanych wielkości emisji zgłoszonych podczas Etapu 1 (2005-2007) Komisja Europejska obniżyła wysokość przydziałów dozwolonych w okresie 2 Etapu o 6,5%, w porównaniu do wielkości emisji odnotowanej w 2005 r. Miało to przyczynić się do rzeczywistej redukcji emisji CO₂ w krajach UE.

W drugim okresie funkcjonowania systemu rozszerzono zakres gazów objętych systemem. Limity objęły również emisje podtlenku azotu, powstające przy produkcji kwasu azotowego. Oznacza to, że w tym okresie system objął łącznie ok. 12 tys. instalacji w UE. Szacuje się, że EU ETS odnosi się do ok. 50 % łącznej emisji CO₂ i ok. 40 % całkowitej emisji gazów cieplarnianych na terenie UE.

Począwszy od 2012 r. europejski system handlu uprawnieniami do emisji rozszerzył się także o emisje CO₂ pochodzące z lotnictwa cywilnego. Oznacza to, że wszystkie linie lotnicze wykonujące loty do i z Europy lub w jej obrębie, są zobowiązane do uzyskania uprawnień do emisji wygenerowanej podczas tych lotów.

Etap 3 (2013-2020)

Od 2013 r. zostaną wprowadzone nowe zasady działania systemu handlu uprawnieniami do emisji EU ETS. Zmiany wprowadza Dyrektywa 2009/29/WE. Katalog instalacji objętych systemem zostanie – w stosunku do Dyrektywy 2003/87 – powiększony. Główną zasadą przydzielania uprawnień stanie się system aukcyjny, zastępujący obecnie obowiązujący mechanizm, w którym ogromna większość uprawnień jest przydzielana przez rządy nieodpłatnie. Aukcje będą organizowane przez rządy państw UE – zarówno wspólnie, jak i przez wybrane państwa oddzielnie (patrz Rysunek 2).

W aukcyjnym systemie sprzedaży uprawnień do emisji gazów cieplarnianych 88% uprawnień zostanie rozdzielonych proporcjonalnie pomiędzy wszystkie kraje Unii – w oparciu o udział emisji z poszczególnych państw członkowskich w zweryfikowanej emisji z EU ETS w 2005 r. lub w latach 2005-2007 (przyjmowana będzie wyższa z tych wartości). Pozostałe uprawnienia zostaną przydzielone zgodnie z następującymi zasadami:

- 10% całkowitej liczby uprawnień zostanie rozdzielanych między państwa UE charakteryzujące się niskim poziomem PKB na mieszkańca (dotyczy to m.in. Polski),
- 2% uprawnień otrzymają państwa, których emisje w roku 2005 były niższe od emisji w roku bazowym protokołu z Kioto o co najmniej 20% (Polska również należy do grupy tych krajów).

Jednocześnie przewidziane jest zastąpienie obecnie stosowanych limitów krajowych jednym limitem uprawnień dla całej UE. Ten ogólnoeuropejski limit będzie corocznie redukowany o 1,74%. Oznacza to, że w 2020 r. ilość przydziałów na emisje będzie o 21% mniejsza niż w 2005 r. Publikacja założonej ścieżki redukcji stwarza podmiotom gospodarczym warunki na zaplanowanie działań służących ograniczaniu emisji.

Rysunek 2 Rynek handlu uprawnieniami do emisji od 2013 r.

Rynek pierwotny	Rynek wtórny		
Aukcje (UE-24, Wielka Brytania, Niemcy, Polska)	Giełda (EEX, Nordpool, ECX, Bluenext)	OTC za pośrednictwem brokera	Umowa handlowa z dowolną firmą

Źródło: Wiśniewski (2011)

Ponadto w trzecim Etapie przewiduje się rozszerzenie zakresu stosowania europejskiego systemu handlu uprawnieniami do emisji o gałęzie przemysłu i instalacje nieuwzględnione w poprzednich okresach:

- Transport morski (o ile państwa członkowskie nie zatwierdzą wcześniej żadnego porozumienia międzynarodowego w sprawie ograniczania emisji gazów cieplarnianych w tej gałęzi transportu.).
- Lotnictwo cywilne (włączone do systemu handlu uprawnieniami do emisji już od stycznia 2012 roku).
- Instalacje zajmujące się wychwytywaniem, transportem i geologicznym składowaniem gazów cieplarnianych (tzw. CCS).
- Emisje CO₂ generowane przez przemysł petrochemiczny, przy produkcji amoniaku i aluminium, emisje podtlenku azotu pochodzące z produkcji kwasów azotowego, adypinowego i formylokarboksylowego oraz emisje tetrafluorku węgla wydzielane przy produkcji aluminium.

Zmiany te wniosą do EU ETS równowartość emisji netto w wysokości 120-130 milionów ton CO₂ rocznie od 2013 r. Rozszerzy to zasięg europejskiego systemu handlu uprawnieniami do emisji z około 40% do 43% całkowitych unijnych emisji gazów cieplarnianych. Po 2013 r. poza systemem EU ETS pozostaną jednak nadal takie sektory, jak komunalno-bytowy, rolnictwo czy transport samochodowy.

Handel na rynku wtórnym od 2013 r. będzie obejmował następujące formy uprawnień:

- uprawnienia przeniesione z II okresu rozliczeniowego;
- uprawnienia nabyte na aukcji w celu ich odsprzedaży;
- uprawnienia uzyskane w związku z możliwością zamiany w ramach limitów niewykorzystanych jednostek CER/ERU (*Certified Emissions Reduction - jednostek poświadczonej redukcji emisji/ Emissions reduction units - jednostek redukcji emisji; – Obie jednostki z Kioto*) Jednostki CER oraz ERU pochodzą odpowiednio z realizacji projektów w ramach mechanizmów czystego rozwoju (CDM – *ang. Clean Development Mechanism*) oraz mechanizmu wspólnych wdrożeń (JI – *ang. Joint Implementation*);
- bezpłatne.

Od 2013 r. sektor energetyczny będzie obowiązany do zakupu wszystkich uprawnień do emisji gazów cieplarnianych. Jednakże wyjątek stanowić będą instalacje objęte derogacją. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (tzw. dyrektywa EU ETS) wprowadziła nowe przepisy dotyczące przydziałów uprawnień do emisji. Celem tych zmian było odejście od bezpłatnego przydziału uprawnień na rzecz aukcjoningu (tj. sprzedaży uprawnień do emisji na aukcji). Jednakże art. 10c znowelizowanej dyrektywy EU ETS wprowadza możliwość przyznania bezpłatnych uprawnień do emisji dla sektora energii elektrycznej (tzw. derogacja dla elektroenergetyki) w latach 2013-2020 w systemie spadkowym od 70% do 0% w 2020 r. Główną przesłanką ustanowienia derogacji dla elektroenergetyki jest konieczność modernizacji sektora. Działania inwestycyjne w ramach przygotowanego wniosku będą przyczyniać się do zmniejszenia emisyjności energetyki, zmiany miksu energetycznego i promocji nowoczesnych technologii, a przydzielone bezpłatnie uprawnienia pozwolą sektorowi dostosować się do nowych wymagań bez istotnych podwyżek cen energii. Pomimo tego branża elektroenergetyczna będzie generować znaczącą część popytu na pierwotnym (aukcje) i wtórnym (giełda) rynku uprawnień.

Przetwórstwo będzie otrzymywać część swoich uprawnień za darmo. Wyliczenie tego przydziału dla 2013 r. dokonuje się na podstawie historycznej produkcji (mediana z lat 2005-2008 lub gdy wyższa to z lat 2009-2010), która jest mnożona przez odpowiedni benchmark produktowy⁵. Przemysł będzie stopniowo włączany do systemu aukcyjnego, począwszy od wprowadzenia sprzedaży aukcyjnej 20% uprawnień w 2013 r., przez stopniowy wzrost tego udziału do 70% w 2020 r. Planowany termin wprowadzenia pełnego systemu aukcyjnego to 2027 r. (zob. Rozdział 1.3.5).

Szacuje się, że począwszy od 2013 r. średnio ponad 50% całkowitej liczby uprawnień do emisji w całej UE będzie sprzedawanych w systemie aukcyjnym.

1.3.3 Rozliczenie i sankcje

Przedsiębiorstwa, które nie wykorzystają wszystkich uprawnień, mogą je odsprzedać lub zachować do wykorzystania w przyszłości. Firmy, które nie złożą raportu o odpowiedniej ilości uprawnień pokrywających ich emisje w roku uprzednim, będą karane. Będą musiały uzyskać dodatkowe uprawnienia, aby nadrobić powstały niedobór w następnym roku, ich nazwy zostaną podane do publicznej wiadomości i zapłacą grzywnę za każdą tonę wyemitowanego dwutlenku węgla ponad limit. Grzywna, ustalona początkowo na 40 euro za tonę, wynosi obecnie 100 euro za tonę CO₂. Od 2013 r. będzie ona wzrastać zgodnie z roczną stopą inflacji w strefie euro.

1.3.4 Nierównowaga na rynku praw do emisji gazów cieplarnianych w latach 2013-2020

Prognozy analityków wskazują, że w latach 2013-2020 może wystąpić nierównowaga (niedobór) uprawnień do emisji. Jego wielkość może sięgnąć łącznie 1,5 mld ton CO₂ przy założeniu, że niewykorzystane uprawnienia do emisji z II Okresu rozliczeniowego (łącznie ok. 800 mln ton CO₂) zostaną użyte po 2012 r. (patrz Tabela 1).

Tabela 1 Prognoza liczba uprawnień w UE w 3 Etapie (okresie rozliczeniowym) systemu EU ETS [mln].

	III Okres Rozliczeniowy								
Rok	2013P	2014P	2015P	2016P	2017P	2018p	2019P	2020P	Suma
Pułap emisji	2 039	2 002	1 964	1 927	1 889	1 852	1 815	1 777	15 265
Średni pułap	1 908,13								
Prognozowana emisja	2 244	2 247	2 232	2 220	2 181	2 165	2 149	2 121	17 559
Średnie emisje	2 194,9								
Różnica pułapu i emisji	-205	-245	-268	-293	-292	-313	-334	-344	- 2 294
Jednostki CER/ERU wykorzystane do rozliczenia emisji	101	102	101	102	101	102	101	102	812
Nadmiar (+)/deficyt (-) uprawnień po uwzględnieniu jednostek CER/ERU	-104	-143	-167	-191	-191	-211	-233	-242	-1 482

Źródło: Wiśniewski (2011)

1.3.5 Przetwórstwo przemysłowe

Obowiązek posiadania uprawnień do emisji gazów cieplarnianych dotyczy obecnie stosunkowo niewielkiej części instalacji emitujących GHG. Katalog działalności objętej tym obowiązkiem powiększy

⁵ Benchmark oparty jest na 10% najwydajniejszych „emisyjnie” producentów danej branży z terenu UE. Bardzo często jest to benchmark gazowy.

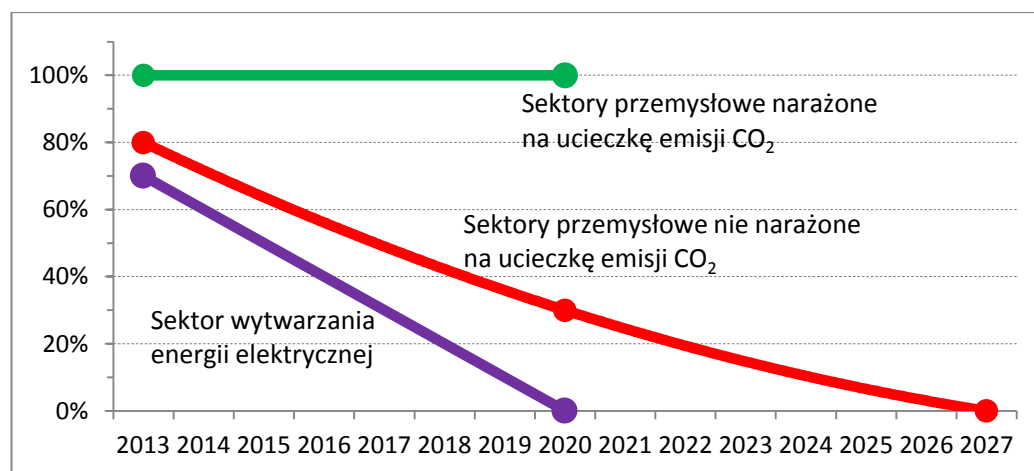
się znacznie od 2013 roku o gałęzie przemysłu wyszczególnione w Załączniku I Dyrektywy 2009/29/WE (zob. Załącznik 12.2). Zakłada się, że docelowo, uprawnienia te będą nabywane na aukcjach. Jednak w trosce o konkurencyjność przemysłu UE, w dyrektywie ETS przewidziano, że część uprawnień w latach 2013-2020 będzie przyznawana bezpłatnie, w zależności od stosowanej przez przedsiębiorstwa technologii – im mniejsza emisja CO₂, tym większa część bezpłatnych praw do emisji. W zależności od sektora gospodarki, przejście na system aukcyjny będzie odbywało się stopniowo, według różnych ścieżek i w oparciu o zróżnicowane kryteria.

Bezpłatne uprawnienia dla przemysłu w latach 2013-2020 będą przydzielane maksymalnie do wysokości tzw. benchmarków, czyli emisji dwutlenku węgla generowanych przez 10% najbardziej wydajnych instalacji w UE. Szczegółowy przydział bezpłatnych jednostek dla poszczególnych przedsiębiorstw będzie dokonany proporcjonalnie do wielkości ich produkcji.

Dyrektywa 2009/29/WE dzieli sektory objęte systemem EU ETS na trzy grupy: narażone na ucieczkę emisji (*carbon leakage*), producentów energii elektrycznej oraz pozostałe przemysły, w tym produkcję ciepła.

Problem ucieczki emisji wiąże się z ryzykiem przenoszenia produkcji poza obszar UE, w związku z nadmiernym obciążeniem produktów kosztami zakupu uprawnień (zob. też Rozdział 1.4). Tym sektorom przysługiwać będzie 100% nieodpłatnych uprawnień (przy czym 100% bezpłatnych uprawnień otrzyma jedynie 10% najbardziej efektywnych instalacji danego sektora, tj. emitujących najmniej CO₂ na jednostkę produktu). Komisja Europejska zobowiązana jest do określenia wykazu sektorów lub podsektorów narażonych na ucieczkę emisji CO₂. Wykaz jest ustalany, poczynając od 31.12.2009 r. a następnie okresowo aktualizowany, w konsultacji z państwami członkowskimi i przedstawicielami sektorów. Z kolei sektory przemysłowe nie narażone na ucieczkę emisji będą mogły, na podstawie ustalonych wskaźników, od 2013 r. otrzymywać 80% bezpłatnych uprawnień, a ilość ta będzie corocznie zmniejszana tak, aby osiągnąć maksymalnie poziom 30% w roku 2020 i 0% w 2027 r. (patrz Rysunek 3).

Rysunek 3 Przydziały bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂ w poszczególnych sektorach.



Źródło: KOBIZE.

Przydział bezpłatnych uprawnień w sektorach ETS (z wyłączeniem sektora wytwarzania energii elektrycznej) obliczany jest w odniesieniu do benchmarków – 10% najbardziej efektywnych procesów produkcyjnych, przy czym odnoszą się one do poszczególnych produktów. Benchmarki te są ustalane jako przeciętna wartość emisji GHG w 10% najefektywniejszych instalacji produkujących dany produkt na całym obszarze funkcjonowania dyrektywy, bez względu na technologię produkcji, wykorzystywane paliwo, wielkość instalacji czy geograficzne położenie⁶.

⁶ Decyzja KE została zaskarżona do Europejskiego Trybunału Sprawiedliwości przez polski rząd, jako naruszającą m.in. zasadę proporcjonalności. Według zaprezentowanego w pozwie stanowiska, zasady obliczania benchmarków ograniczają się do

Poziom benchmarków nie wyznacza górnej granicy dopuszczalnych emisji ani celu redukcji. Stanowi tylko próg dowolnej (w jego granicach) alokacji bezpłatnych emisji GHG. Instalacje, które są mniej efektywne od benchmarków muszą zmniejszyć emisję lub dokupić uprawnienia na aukcjach.

1.3.6 Transport

W ramach pakietu energetyczno-klimatycznego podjęto również działania mające na celu ograniczenie emisji z sektora transportu drogowego, lotniczego i morskiego.

Transport, z wyjątkiem transportu lotniczego, znajduje się poza systemem handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS), a zatem należy do tzw. sektora non-ETS. Poza unormowaniami wynikającymi z decyzji non-ETS zostały podjęte inicjatywy szczegółowe, dotyczące ograniczenia emisji w poszczególnych gałęziach transportu. W zakresie transportu drogowego przyjęto Rozporządzenie nr 443/2009 z dnia 23 kwietnia 2009 r. określające normy emisji dla nowych samochodów osobowych w ramach zintegrowanego podejścia Wspólnoty na rzecz zmniejszenia emisji CO₂ z lekkich pojazdów dostawczych oraz rozporządzenie nr 510/2011 z dnia 11 maja 2011 r. określające normy emisji dla nowych lekkich samochodów dostawczych w ramach zintegrowanego podejścia Unii na rzecz zmniejszenia emisji CO₂ z lekkich pojazdów dostawczych. W 2013 r. planowane jest rozpoczęcie prac nad postanowieniami trzeciego rozporządzenia dotyczącego ograniczania emisji CO₂ z nowo produkowanych pojazdów ciężkich. Przedmiotowe rozporządzenia, określające normy emisji CO₂ dla nowych samochodów osobowych oraz nowych lekkich samochodów dostawczych mają na celu umożliwienie realizacji ogólnego celu wspólnotowego ograniczenia emisji do 120 gCO₂/km do roku 2012. Przyjęcie powyższych regulacji powinno przyczynić się do określenia precyzyjnych celów dla producentów samochodów. Stanowić ma ponadto przesłankę do zintensyfikowania prac badawczo-rozwojowych ukierunkowanych na stworzenie nowych rozwiązań konstrukcyjnych wykorzystywanych w procesie produkcji bardziej ekologicznych pojazdów.

Dodatkowym wymogiem wpływającym na emisję CO₂ w transporcie drogowym jest zwiększenie udziału biopaliw w ogólnej konsumpcji paliw transportowych co najmniej do 10% do roku 2020. W Polsce udział ten wynosi obecnie około 6%, a do roku 2013 zaplanowano jego wzrost do poziomu 7,10%⁷.

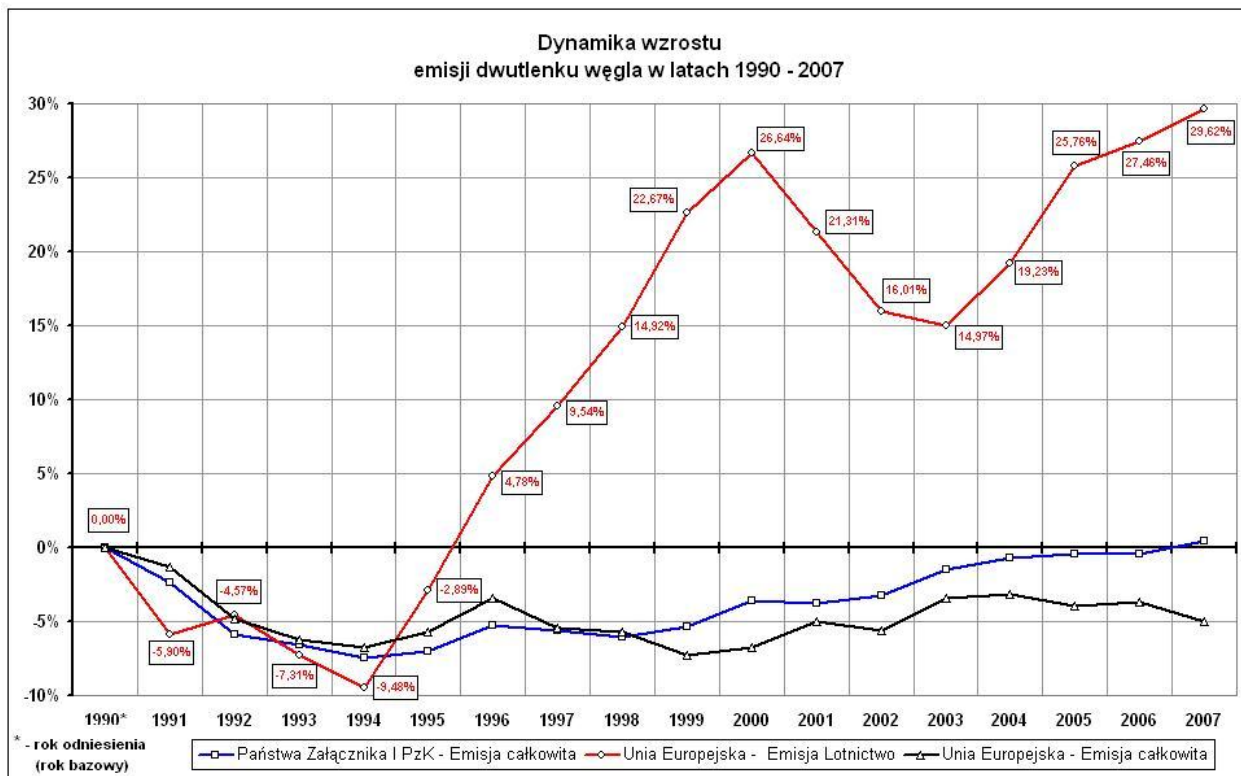
Drugim ważnym przedsięwzięciem w dziedzinie ograniczenia emisji w sektorze transportu jest włączenie w 2012 roku lotnictwa cywilnego do wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji na mocy Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2008/101/WE z dnia 19 listopada 2008 r. zmieniających dyrektywę 2003/87/WE.

Podjęta inicjatywa ma na celu ograniczenie gwałtownego wzrostu emisji dwutlenku węgla w lotnictwie cywilnym w państwach, które podpisały Protokół z Kioto, obserwowanego od końca lat 90 (patrz Rysunek 4).

technologii z użyciem paliwa gazowego, podczas gdy w Polsce powszechnie stosowanym paliwem jest węgiel. Może to oznaczać, zwłaszcza dla Polski, znaczny wzrost kosztów w branżach energochłonnych, takich jak ciepłownictwo, sektor chemiczny, cementowy czy papierniczy (*Polska skarży limity emisji CO₂*, „Rzeczpospolita” 8 lipca 2011r).

⁷ Wzrost udziału biopaliw został zaplanowany w Rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 15 czerwca 2007r. w sprawie Narodowych Celów Wskaźnikowych na lata 2008-2013.

Rysunek 4 Dynamika wzrostu emisji dwutlenku węgla w lotnictwie cywilnym.



Źródło: KOBIZE.

Podstawą do określenia przydziału uprawnień do emisji dla sektora lotnictwa cywilnego są emisje historyczne z lat 2004-2006 wyznaczone przez Eurocontrol (Europejska Organizacja ds. Bezpieczeństwa Żeglugi Powietrznej). W pierwszym okresie rozliczeniowym – od 1 stycznia 2012 r. do 31 grudnia 2012 r. łączna liczba uprawnień, które mają zostać rozdzielone pomiędzy operatorów statków powietrznych będzie stanowiła 97% historycznych emisji lotniczych. Przydział ten będzie się odbywał na poziomie Unii Europejskiej, a nie poszczególnych krajów, w których zarejestrowani są przewoźnicy. Drugi okres rozliczeniowy będzie trwał od 1 stycznia 2013 r. do 31 grudnia 2020 r. łączna liczba przydzielonych uprawnień w tym okresie została obliczona w oparciu o 95% historycznych emisji lotniczych.

Łączna liczba uprawnień do emisji, które będą rozdzielone w poszczególnych okresach składa się z liczby uprawnień rozdzielanych w drodze sprzedaży aukcyjnej, liczby uprawnień stanowiących specjalną rezerwę dla operatorów oraz liczby uprawnień, które zostaną przydzielone bezpłatnie. Liczba uprawnień do emisji przeznaczonych na specjalną rezerwę (dla nowych operatorów i operatorów szybko rozwijających się) będzie wynosiła 3% łącznej liczby uprawnień, które mają zostać rozdzielone pomiędzy operatorów statków powietrznych.

Liczba uprawnień do emisji przeznaczona do sprzedaży aukcyjnej wynosi 15% łącznej liczby przydziałów przeznaczonych do wydania operatorom statków powietrznych. Reszta uprawnień będzie przydzielana bezpłatnie poszczególnym przewoźnikom, w oparciu o benchmark określony na podstawie informacji o tonokilometrach z 2010 roku oraz wartości liczby uprawnień przeznaczonych do bezpłatnego przydziału.

Uregulowania dotyczące transportu morskiego są mniej konkretne i zakładają włączenie tego sektora do europejskiego systemu handlu uprawnieniami do emisji w 2013 roku, o ile państwa członkowskie nie zatwierdzą żadnego porozumienia międzynarodowego w sprawie ograniczania emisji gazów cieplarnianych w tej gałęzi transportu.

1.4 Problem ucieczki emisji (*carbon leakage*)

Ucieczka emisji, to proces przenoszenia energochłonnej i wysokoemisyjnej produkcji przemysłowej z państw prowadzących politykę redukcji emisji gazów cieplarnianych do krajów, które nie podejmują

takich działań. W literaturze wyróżnia się dwa rodzaje ucieczki emisji – bezpośrednia i pośrednia. Ucieczka bezpośrednia jest związana ze zwiększeniem kosztów produkcji w wyniku konieczności zakupu uprawnień do emisji. Z kolei ucieczka pośrednia wynika ze wzrostu kosztów produkcji w wyniku wzrostu kosztów zakupu energii elektrycznej (która jest droższa ze względu na konieczność zakupu uprawnień do emisji oraz inwestycji proefektywnościowych) wykorzystywanej do produkcji.

W obliczu pogłębiania się współpracy Unii Europejskiej w zakresie ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, istnieje obawa wystąpienia problemu ucieczki emisji w Polsce. Problem ten polega na emigrowaniu przemysłów wysokoemisyjnych i energochłonnych poza obszar objęty restrykcjami europejskiej polityki energetyczno-klimatycznej (Żmijewski, 2011a). Polska, jako jeden z krajów o wysokim udziale przemysłu energochłonnego w produkcji ogółem jest podatna na takie zagrożenie. Przenoszenie produkcji poza obszar, na którym obowiązują unormowania dotyczące przyznawania uprawnień do emisji gazów cieplarnianych może niekorzystnie odbić się na sytuacji gospodarczo-społecznej (wyższe bezrobocie, spowolnienie gospodarcze). W największym stopniu na zjawisko ucieczki emisji są narażone branża chemiczna, hutnicza, produkcja szkła, cementu, papieru⁸.

Zjawisko ucieczki emisji prowadzi do przesunięcia (geograficznego) miejsca emisji gazów cieplarnianych, a nie jego ograniczenia, co oznacza, że nie zostaje osiągnięty cel jakim jest ograniczenie emisji (co jest niezgodne z zamierzeniami instytucji promujących redukcję CO₂). Z tego powodu, w dyrektywie EU ETS zawarto mechanizmy pomocowe dla branż, które są w największym stopniu dotknięte problemem ucieczki emisji zarówno w związku z koniecznością zakupu uprawnień do emisji, jak również w związku ze wzrostem kosztów zakupu energii elektrycznej. Zgodnie z przepisami tej dyrektywy przedsiębiorstwa z sektorów narażonych na ucieczkę emisji otrzymają do 100% darmowych uprawnień do emisji gazów cieplarnianych, przy czym te 100% otrzyma jedynie 10% najbardziej efektywnych instalacji danego sektora (w skali całej UE). Oznacza to, że przydział uprawnień do emisji (zwłaszcza w przypadku polskich przedsiębiorstw) będzie poniżej rzeczywistych potrzeb większości przedsiębiorstw.

Dyrektywa EU ETS określa dwa warunki konieczne do zakwalifikowania danej branży do grupy sektorów narażonych na problem ucieczki emisji. Pierwszy to warunek kosztowy – stosunek kosztów związanych z wdrożeniem dyrektywy do wartości dodanej brutto musi wynosić co najmniej 5%. Drugi to warunek intensywności handlu – stosunek importu i eksportu poza UE do wielkości rynku EU musi wynosić powyżej 10%. W przypadku, gdy dana branża spełnia tylko jeden warunek (ale powyżej 30%) również jest uznawana za sektor zagrożony zjawiskiem ucieczki emisji.

Wystąpienie zjawiska ucieczki emisji wiąże się z negatywnymi konsekwencjami gospodarczymi dla krajów Unii Europejskiej. W związku ze wzrostem kosztów wytwarzania poszczególne przedsiębiorstwa mogą ograniczać lub nawet przenosić produkcję poza granice UE. Takie zachowanie się producentów będzie skutkowało odpływem miejsc pracy oraz kapitału, co w konsekwencji może prowadzić do wzrostu bezrobocia, jak również niepokoju społecznych. Oczywiście nie należy zapominać o możliwości przyrostu miejsc pracy, jak i napływu kapitału oraz nowych technologii w sektorach związanych z poprawą efektywności energetycznej, czy rozwojem niskoemisyjnych technologii. Oddzielnym zagadnieniem jest postępująca dezindustrializacja polskiej gospodarki, która jest naturalnym procesem stopniowego przenoszenia kapitału ludzkiego z sektora przetwórstwa przemysłowego (na skutek postępu technologicznego) do sektora usług.

Dodatkowym zjawiskiem mogącym wystąpić w samej UE jest przenoszenie produkcji w obrębie wspólnoty. Dotyczy to szczególnie branż energochłonnych, ponieważ o koszcie produktu będą decydowały koszty energii elektrycznej, w których będzie zawarty koszt zakupu uprawnień do emisji, co może spowodować przenoszenie produkcji z krajów o wysokiej emisyjności branży elektroenergetycznej, do krajów o niskiej emisji w tym sektorze. Takie zjawisko będzie szczególnie niekorzystne dla Polski, gdzie węgiel pełni bardzo istotną rolę w bilansie paliwowo-energetycznym kraju⁹ (zob. Rozdział 2.4 i 2.6).

⁸ Pełna lista znajduje się w opracowaniu Komisji Europejskiej (2009a).

⁹ Polska zajmuje drugie miejsce w UE w wielkości udziału węgla w krajowym bilansie paliwowo-energetycznym

Z drugiej strony, zastąpienie energii wytwarzanej w kraju przez jej import jest ograniczone słabymi połączeniami transgranicznymi¹⁰, a budowa takich połączeń jest i kosztowna i czasochłonna. Zjawisku ucieczki emisji poświęcono część rozdziału 10.4, w którym analizowana była możliwość przeniesienia produkcji za granicę.

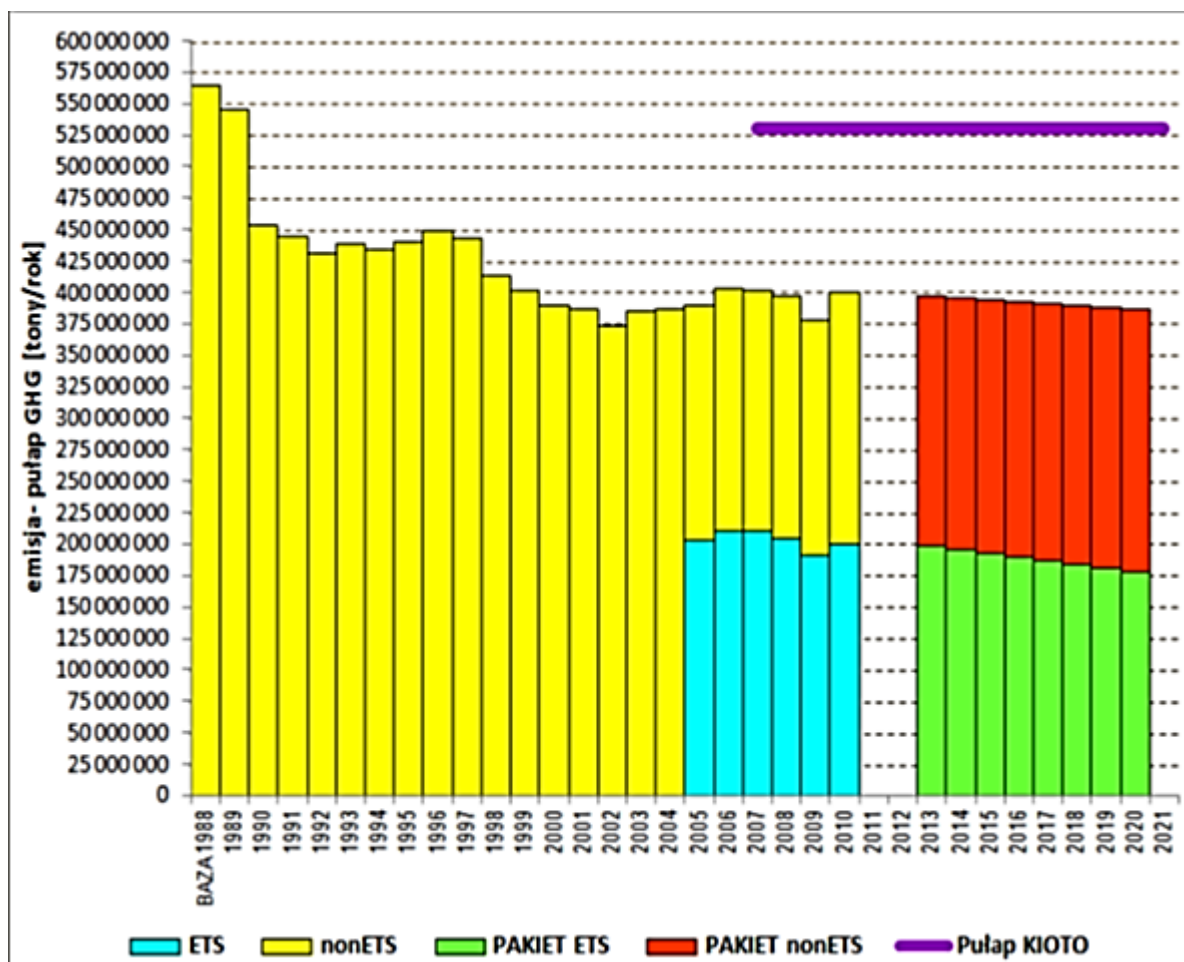
1.5 Wykorzystanie uprawnień do emisji przyznanych Polsce

Jednym z efektów zmian gospodarczych zapoczątkowanych w 1989 r. był znaczący spadek emisji gazów cieplarnianych w Polsce. Całkowita emisja gazów cieplarnianych spadła – w przeliczeniu na ekwiwalent wyrażony w CO₂ – z 564 mln t CO₂ w 1988 r. do ok. 400 mln t CO₂ obecnie (patrz Rysunek 5). Spadek emisji w Polsce od 1988 r. jest o wiele większy niż wynika to ze zobowiązań z Kioto. Według porozumienia z Kioto Polska powinna ograniczyć emisję o 6% (fioletowa linia na Rysunku 5).

System EU ETS odnosi się tylko do części krajowej emisji gazów cieplarnianych. W latach 2008–2012 Polska w ramach EU ETS może średniorocznie rozdzielić 208,5 mln t CO₂ uprawnień. Limit ten odnosi się do ok. 900 instalacji znajdujących się w systemie EU-ETS. Emisje z sektorów objętych EU-ETS w Polsce w latach 2008-2010 wyniosły odpowiednio 204 mln t CO₂, 191 mln t CO₂ i 199,7 mln t CO₂ (odpowiednie niebieskie słupki na Rysunku 5). Większą część limitu wykorzystuje sektor elektroenergetyczny.

¹⁰ Istniejące połączenia transgraniczne m.in. ze Szwecją, czy Ukrainą, w bardzo niewielkim stopniu mogą stanowić alternatywne źródło energii **elektrycznej**.

Rysunek 5 Emisja gazów cieplarnianych w Polsce.



Źródło: Jaworski (2011)

W pierwszych latach obowiązywania systemu handlu uprawnieniami do emisji (2005-2012), obowiązek posiadania uprawnień dotyczy stosunkowo wąskiego katalogu sektorów polskiej gospodarki. Dotychczasowa skala alokacji bezpłatnych uprawnień (wg Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień) do emisji nie wpływa znacząco na koszty prowadzenia działalności, gdyż potrzeby emisji są w większości pokrywane przez bezpłatne uprawnienia. W 2008 roku niedobór przydziałów stanowił 1,5% zweryfikowanej emisji, a w 2009 roku nie wykorzystano wszystkich bezpłatnych przydziałów i pojawiła się nadwyżka 5,6% w stosunku do faktycznej emisji (zob. Tabela 3).

Tabela 2 Zweryfikowane emisje i przydziały uprawnień do emisji na instalacje w energetyce w latach 2005-2012 w tys. ton CO₂.

Sektor	Zweryfikowane emisje					Faktyczny i planowany przydział wg KPRU				
	2005	2006	2007	2008	2009	2008	2009	2010	2011	2012
Ciepłownie zawodowe	10 012	9 679	9 173	8 599	8 550	9 586	9 637	9 623	9 623	9 623
Elektrociepłownie przemysłowe	6 264	6 045	6 374	5 801	5 290	6 023	6 069	6 069	6 069	6 069
Elektrociepłownie zawodowe	28 860	27 991	27 602	26 179	25 271	25 391	25 613	25 613	25 613	25 613
Elektrownie zawodowe	118 470	123 054	121 956	118 302	113 790	110 791	110 791	110 791	110 791	110 791

Źródło: KOBIZE oraz Ministerstwo Środowiska (2010).

Tabela 3 Zweryfikowane emisje i przydziały uprawnień do emisji na instalacje w poszczególnych sektorach w latach 2005-2012 w tys. ton CO₂ (z pominięciem rezerw na nowe instalacje oraz puli uprawnień przeznaczonych na realizację zatwierdzonych projektów wspólnych wdrożeń - JI).

Sektor	Zweryfikowane emisje					Faktyczny i planowany przydział wg KPRU				
	2005	2006	2007	2008	2009	2008	2009	2010	2011	2012
Hutnictwo żelaza i stali	7536	8812	9170	10281	6807	11008	11008	11008	11008	11008
Przemysł cementowy	8086	9638	11424	10466	8796	10849	10849	10849	10849	10849
Przemysł ceramiczny	1303	1330	700	659	519	711	725	759	759	759
Przemysł chemiczny	5012	4953	4757	4370	4245	4899	5068	5068	5068	5068
Przemysł cukrowniczy	1547	1334	1451	1207	1153	1349	1373	1371	1371	1371
Przemysł drewnopochodny	621	607	612	702	588	1072	1079	1086	1086	1086
Przemysł koksowniczy	2289	2722	2964	2668	1956	2909	3149	3188	3188	3188
Przemysł papierniczy	1504	1453	1416	1210	1342	1492	1680	1939	1939	1939
Przemysł pozostały	2168	2111	2130	2787	2501	3162	3180	3181	3181	3181
Przemysł rafineryjny	6757	6984	6552	7520	7407	8059	8062	8062	8062	8062
Przemysł szklarski	1455	1447	1481	1705	1400	1861	1864	1828	1828	1828
Przemysł wapienniczy	1435	1642	1857	1652	1561	1810	1810	1810	1810	1810
RAZEM	203318	209806	209618	204107	191174	200972	201958	202244	202244	202244

Źródło: KOBIZE oraz Ministerstwo Środowiska (2010).

Z początkiem roku 2013 katalog rodzajów działalności objętych obowiązkiem posiadania uprawnień do emisji CO₂ zostanie znacznie rozszerzony. Zmieni się także sposób alokacji bezpłatnych uprawnień. Stopniowe ograniczanie ich ilości (mające na celu zmniejszenie ilości emitowanych gazów cieplarnianych) spowoduje z jednej strony zwiększenie kosztów związanych z zakupem brakujących uprawnień, a z drugiej będzie stanowiło impuls do zmniejszania emisyjności produkcji. W okresie 2013-2020 limit emisji dla Polski w ramach EU ETS będzie się zmniejszał do poziomu ok. 170 – 180 mln CO₂ (zielone słupki na Rysunku 5). Unijny pakiet pozwala Polsce na zwiększenie emisji gazów cieplarnianych w sektorach spoza EU ETS o 14% do 2020 r. – w stosunku do poziomu z 2005 r. (czerwone słupki na Rysunku 5).

1.6 Wpływ PEK na sektor finansów publicznych

1.6.1 Dochody sektora finansów publicznych z tytułu sprzedaży uprawnień do emisji

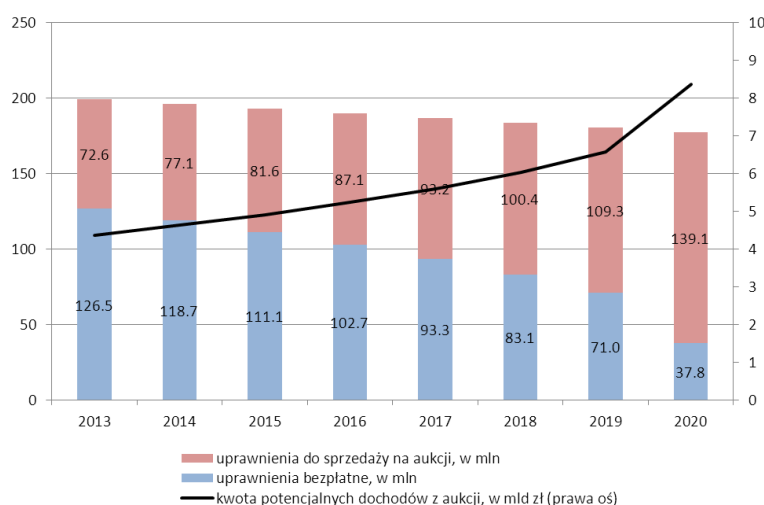
W latach 2013-2020, tj. w III okresie rozliczeniowym systemu EU ETS uprawnienia do emisji gazów cieplarnianych będą przydzielane przede wszystkim w ramach aukcji. Poszczególne kraje UE będą sprzedawać na aukcji przydzieloną im pulę uprawnień. Środki uzyskane ze sprzedaży będą zasilać sektor finansów publicznych poszczególnych państw członkowskich. W Polsce stanowić będą dochody niepodatkowe budżetu państwa.

Według szacunków KE¹¹, przy założeniu, że wszystkie sektory gospodarki w systemie ETS musiałyby nabyć uprawnienia w drodze aukcji, a cena jednego uprawnienia byłaby równa ok. 40 euro, dochody z aukcji wyniosłyby w 2020 r. w całej Unii ok. 75 mld euro, tj. ok. 0,5% PKB.

Zgodnie z obliczeniami KOBIZE¹², liczba uprawnień (EUA) do sprzedaży na aukcjach w systemie EU ETS dla Polski wyniesie w 2013 r. nieco ponad 70 mln i będzie w kolejnych latach stopniowo rosła, aż do poziomu ok. 140 mln w 2020 r. W całym ośmioletnim okresie liczba uprawnień sprzedanych przez Polskę ma osiągnąć, według obliczeń tej instytucji, poziom ok. 760 mln, co przy założeniu (przyjętym za KOBIZE), że cena jednego uprawnienia wyniesie ok. 60 zł, przyniesie na przestrzeni 8 lat wpływy przekraczające 45 mld zł (por. Rysunek 6). W związku z rosnącym udziałem uprawnień sprzedawanych na aukcjach, na przestrzeni okresu 2013-2020 można oczekiwać stopniowego wzrostu dochodów z tego tytułu z ok. 0,25% PKB do 0,30% PKB¹³. Całkowity wpływ sprzedaży uprawnień do emisji na dochody sektora finansów publicznych będzie jednak mniejszy. Konieczność zakupu uprawnień przez przedsiębiorstwa wpłynie bowiem negatywnie na aktywność gospodarczą, przekładając się tym samym na ograniczenie wpływów podatkowych.¹⁴ Skalę tego efektu ilustrują symulacje przedstawione w rozdziale 6.

Należy podkreślić, że szacunki przedstawione przez KOBIZE zostały oparte na wstępnych danych – ostateczne dane o liczbie uprawnień przeznaczonych do sprzedaży na aukcji przez poszczególne kraje powinny być dostępne w pierwszej połowie 2012 r.

Rysunek 6 Liczba uprawnień do sprzedaży na aukcjach w systemie EU ETS dla Polski oraz potencjalne dochody sektora finansów publicznych z tego tytułu, przy założeniu, że przez cały okres cena uprawnienia do emisji 1 tony CO₂ kosztowałaby 60 zł.



Źródło: Jaworski (2011)

Szacując liczbę uprawnień do sprzedaży na aukcji przyjęto, zgodnie z dyrektywą EU ETS, że pula tych uprawnień zostanie rozdzielona pomiędzy poszczególne kraje Unii zgodnie z zasadą 88%/10%/2%:

¹¹ Komisja Europejska (2008)

¹² Jaworski (2011) oraz Smol (2010). Najnowsze wewnętrzne szacunki KOBIZE wskazują, że liczba uprawnień do sprzedaży na aukcjach w całym okresie rozliczeniowym 2013-2020 będzie o ok. 18% wyższa niż prezentowana powyżej.

¹³ Niewielka część uprawnień z trzeciego etapu ETS (2013-2020) może zostać sprzedana awansem już w 2012 r. Dzięki temu firmy sprzedające energię na rynku terminowym będą mogły zakupić niezbędne prawa do emisji w momencie sprzedaży tej energii. Ustawa budżetowa na rok 2012 przewiduje dochody z tego tytułu w wysokości 0,7 mld zł.

¹⁴ Ponadto, opracowanie McKinsey (2009) wskazuje, że w dłuższej perspektywie, na obniżenie dochodów podatkowych może także wpłynąć poprawa efektywności energetycznej.

- 88% całkowitej liczby uprawnień przeznaczonych na aukcje rozdzielone będzie między państwa członkowskie, na podstawie ich udziału w emisji UE za rok 2005 lub średniej emisji w latach 2005–2007, w zależności od tego, która z tych wielkości jest większa;
- 10% całkowitej liczby uprawnień przeznaczonych na aukcję będzie podlegać redystrybucji pomiędzy poszczególne państwa UE „w interesie solidarności i wzrostu”, tj. w oparciu o kryterium PKB na mieszkańca w 2005 r. oraz perspektyw wzrostu gospodarczego (wyższy udział państw członkowskich o niskim poziomie dochodu na mieszkańca i wysokich perspektywach wzrostu);
- 2% całkowitej liczby uprawnień przeznaczonych na aukcję, będzie rozdzielone między państwa, których emisja gazów cieplarnianych w 2005 r. była co najmniej 20% niższa niż wartość bazowa z protokołu z Kioto.

Udział Polski w całkowitej emisji gazów cieplarnianych Unii w latach 2005-2007 stanowił prawie 10%. Ponadto Polska otrzyma znaczną liczbę uprawnień do sprzedaży aukcji w systemie EU ETS (ok. 30 mln uprawnień rocznie) w ramach puli „10%” i „2%”. W rezultacie będzie w grupie krajów z najwyższą liczbą uprawnień do sprzedaży na aukcji w latach 2013-2020.

Rachunki KOBIZE uwzględniają też postanowienia art. 10a dyrektywy EU ETS, które umożliwiają przejściowe przyznanie bezpłatnych uprawnień dla sektorów przemysłu niezagrożonych ucieczką emisji. Bezpłatne uprawnienia do emisji mają stanowić w 2013 r. 80% rzeczywistych potrzeb tych sektorów. Udział ten ma stopniowo spadać do poziomu 30% w 2020 r. i 0% w 2027 r. Polska będzie też mogła skorzystać z tymczasowego bezpłatnego przydziału uprawnień na modernizację wytwarzania energii elektrycznej (art. 10c dyrektywy), ze względu na wysoki udział energii elektrycznej wytwarzanej z paliw kopalnych i PKB na jednego mieszkańca w 2006 r. nieprzekraczających 50% średniego PKB na mieszkańca w UE.

1.6.2 Przeznaczenie środków pochodzących ze sprzedaży uprawnień do emisji

Zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE, co najmniej 50% dochodów ze sprzedaży uprawnień na aukcji (lub równowartość finansowa tych wpływów), powinno zostać przeznaczone na:

- zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych, w tym wkład na rzecz Globalnego Funduszu Efektywności Energetycznej oraz Energii Odnawialnej oraz na rzecz Funduszu Adaptacyjnego
- adaptację do skutków zmian klimatu
- finansowanie prac badawczo-rozwojowych w zakresie redukcji emisji oraz działań adaptacyjnych
- rozwój energii ze źródeł odnawialnych w celu realizacji zobowiązania Unii do osiągnięcia do 2020 r. 20% udziału energii ze źródeł odnawialnych w łącznym zużyciu
- realizację zobowiązania Unii do zwiększenia efektywności energetycznej o 20% do 2020 r.
- bezpieczne dla środowiska wychwytywanie gazów cieplarnianych i ich geologiczne składowanie, w szczególności CO₂ pochodzącego z elektrowni opalanych stałym paliwem kopalnym oraz z szeregu sektorów i podsektorów przemysłu;
- wkład na środki zapobiegające wylesianiu i ułatwiające adaptację do zmian klimatu w krajach rozwijających się
- uwzględnienie aspektów społecznych, takich jak możliwy wzrost cen energii elektrycznej dla gospodarstw domowych o niższych i średnich dochodach
- środki służące zwiększaniu efektywności energetycznej i termomodernizacji budynków
- zachęty do przestawiania się na niskie emisje i publiczne środki transportu
- wydatki administracyjne związane z zarządzaniem systemem EU ETS.

Ponadto, dyrektywa EU ETS dopuszcza zastąpienie powyższych wydatków polityką wsparcia podatkowego lub finansowego, w szczególności w krajach rozwijających się.

Wydaje się, że dość ogólnie i szeroko sprecyzowane zalecenia dotyczące wykorzystania 50% dochodów z aukcji mogą pozwolić na zaklasyfikowanie do tej kategorii wydatków już obecnie ponoszonych i planowanych na najbliższe lata przez Polskę. Wówczas dochody z aukcji mogłyby zostać wykorzystane w większej skali na redukcję długu publicznego, klina podatkowego lub wzrost wydatków na inne cele. W przeprowadzonym na potrzeby niniejszego materiału badaniu empirycznym, opisanym dalej w tekście, przeanalizowano skutki rekompensaty z tytułu utraconej konsumpcji przy użyciu bezpośredniego transferu, a także wykorzystania dodatkowych dochodów budżetowych w celu obniżki klina podatkowego. W przeciwieństwie do niektórych innych badań (np. World Bank, 2009) przyjęto natomiast, że rząd nie będzie subsydiował procesu modernizacji w sektorze energetycznym. Jak dotąd rząd nie deklarował podejmowania tego rodzaju działań, ponadto mogłyby one naruszać zasady pomocy publicznej w UE.

1.7 Krytyka Pakietu Energetyczno-Klimatycznego

Kompleksowe omówienie Pakietu-Energetycznego UE, wraz z wnikliwą jego krytyką, zawiera praca Helm (2009). W płaszczyźnie czysto ekonomicznej, formułowanych jest tam szereg zarzutów, z których główne dotyczą wyboru instrumentu internalizacji efektów zewnętrznych działalności powodujących emisję gazów cieplarnianych, braku dostatecznego uzasadnienia dla ilościowych celów pakietu (cel 3*20), wzajemnej niespójności różnych mechanizmów PEK oraz krótkiego horyzontu całego programu. W uproszczeniu, cytowani tu ekonomiści uważają, że bardziej właściwym narzędziem wyceny efektów zewnętrznych byłby stały w długim okresie podatek węglowy nakładany na konsumpcję, nie zaś cena uprawnień do emisji, wyznaczana w odniesieniu do produkcji i z natury – jak potwierdza dotychczasowe doświadczenie – wahliwa. Ta pierwsza cecha systemu nie zapobiega ucieczce emisji, tj. przenoszeniu produkcji silnie zanieczyszczającej atmosferę do krajów nie objętych polityką ograniczania emisji gazów cieplarnianych. Zaś ta druga cecha (wahliwe ceny uprawnień do emisji), wraz z względnie krótkim horyzontem programu, istotnie ogranicza motywacje przedsiębiorstw do podejmowania prac badawczo-rozwojowych, których znaczenie dla powodzenia PEK silnie eksponuje Komisja Europejska. Zaś wynikający z powyższego prawdopodobny brak istotnych zmian technologicznych do 2020 roku spowoduje, że wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych pozostanie w znacznym stopniu nieopłacalne ekonomicznie, co będzie skutkować już zresztą obserwowanym zjawiskiem działania grup lobbystycznych na rzecz regulacji, gwarantujących subsydiowanie określonych sposobów niekonwencjonalnego pozyskiwania energii. Stawia to pod znakiem zapytania zarówno realność, jaki i ekonomiczną zasadność osiągnięcia założonego celu 20% udziału źródeł odnawialnych w bilansie wytwarzania energii pierwotnej w 2020 roku. Zresztą, jak uważają cytowani autorzy, również pozostałe główne „dwudziestoprocentowe” cele, nie zostały należycie uzasadnione przez Komisję Europejską.

Wreszcie, jak stwierdza Helm i inni ekonomiści z tego nurtu, nawet gdyby cele ilościowe PEK zostały osiągnięte, to koszty mogą okazać się znacznie wyższe, a więc i pogorszenie konkurencyjności przez UE większe, zaś wpływ na klimat iluzoryczny – dopóty, dopóki podobne, wiążące porozumienia nie obejmą takich głównych krajów odpowiedzialnych za zanieczyszczenie środowiska, jak USA, Chiny czy też Indie. Jeśli więc podnoszone niedostatki Pakietu energetyczno-klimatycznego okażą się uzasadnione, niewykluczone są modyfikacje PEK w najbliższych latach, co samo w sobie zwiększa niepewność i niekorzystnie wpływa na skłonność do podejmowania programów inwestycyjnych na rzecz ograniczania emisji zanieczyszczeń.

2 Sektor wytwarzania energii elektrycznej

2.1 Wprowadzenie

Niniejszy rozdział w całości poświęcono sektorowi wytwarzania energii elektrycznej, który jest szczególnie wrażliwy na rozwiązania przewidziane w polityce redukcji emisji UE. Sektor ten charakteryzuje się znaczną emisyjnością gazów cieplarnianych, pomimo to, że w ostatnich 20-30 latach wskaźnik emisji CO₂ na mieszkańca, przy uwzględnieniu poziomu PKB znacznie się w Polsce obniżył. Główną przyczyną wysokiej emisyjności polskiej energetyki, jest koncentracja produkcji energii w elektrowniach i elektrociepłowniach opartych na węglu brunatnym i kamiennym.

W niniejszym rozdziale przeanalizowano prognozy popytu na energię elektryczną, strukturę jej wytwarzania oraz możliwości importu energii w świetle narzuconych przez system ETS limitów emisji dwutlenku węgla. Wskazano na zaawansowany wiek infrastruktury energetycznej w Polsce oraz przebieg inwestycji w tym sektorze, co pozwala wyjaśnić relatywnie znaczne straty energii w procesie jej wytwarzania i przesyłu.

Wysoka emisyjność i przestarzała infrastruktura wskazują na konieczność poniesienia znacznych nakładów inwestycyjnych. Dodatkowe nakłady inwestycyjne wpłyną nie tylko na efektywność i emisyjność wytwarzania energii, ale także na koszty jej produkcji i dostarczenia.

W niniejszym rozdziale przedstawiono obowiązkowy dla polskiego sektora energetycznego system kolorowych certyfikatów. Realizacja części celów PEK, takich, jak promowanie produkcji energii z określonych typów źródeł (np. z odnawialnych źródeł energii), czy poprawienie efektywności energetycznej, byłaby niemożliwa bez zastosowania systemu wsparcia. W Polsce wsparcie oparto na bodźcach o charakterze rynkowym – ustawodawca (regulator) określa jedynie cele ilościowe produkcji energii z wybranych typów źródeł, cena kształtowana jest w wyniku działania mechanizmów rynkowych na giełdzie. Przedsiębiorcy wytwarzający energię elektryczną z promowanych źródeł energii otrzymują dodatkowe (obok przychodu za samą energię) źródło przychodu. Ten dodatkowy przychód może być większy niż wpływy za samą energię elektryczną. Obowiązek stosowania kolorowych certyfikatów podnosi ceny energii elektrycznej dla końcowego odbiorcy o kilkadziesiąt złotych (w 2011 r. o ok. 40 zł).

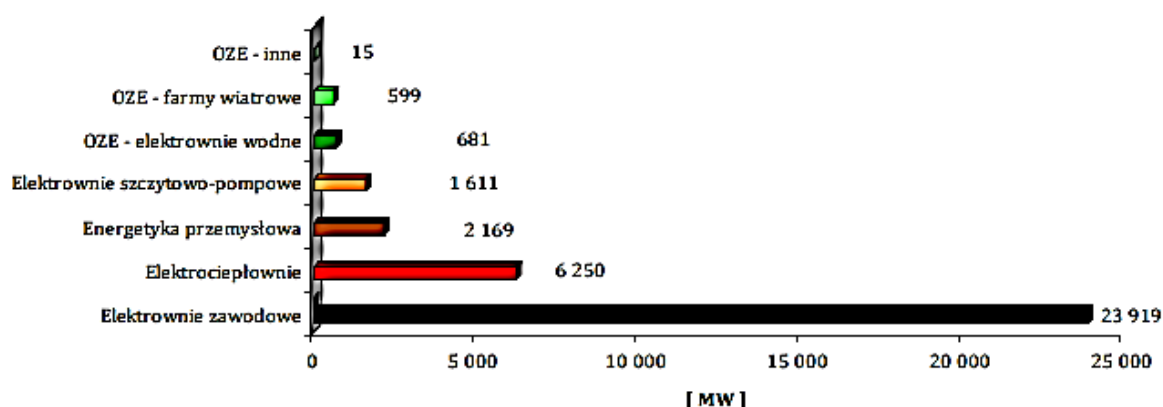
2.2 Cechy energii elektrycznej

Energia elektryczna (EE) klasyfikowana jest jako towar, choć ma też cechy usługi. Produkcją EE musi być w każdym momencie równa jej zużyciu. Wynika to z braku ekonomicznie opłacalnych metod magazynowania EE. Zakup EE jest nierozdzielnie związany z usługą jej przesyłu – od producenta do odbiorcy. Przesył następuje za pomocą sieci elektroenergetycznej (naziemnej, podziemnej). Większość odbiorców jest podłączona do jednej odnogi sieci (kabla). Budowa konkurujących ze sobą sieci przesyłu i dystrybucji EE jest w większości przypadków ekonomicznie nieuzasadniona. Względy bezpieczeństwa dostaw wymuszają jednak multiplikację niektórych – najważniejszych – odcinków sieci. Taka sieć zapewnia dostawy EE z wielu kierunków. Sieciowy charakter usługi przesyłania EE oraz wysokie koszty budowy sieci przesyłowych powodują, że przesył – nawet w warunkach liberalizacji rynku EE – pozostaje monopolem. Oprócz przesyłu, podażową stronę rynku EE tworzy wytwarzanie i obrót (handel).

2.3 Produkcja i zużycie energii elektrycznej

Wytwarzanie energii elektrycznej następuje w elektrowniach i elektrociepłowniach. W Polsce największe znaczenie mają tzw. elektrownie systemowe (zawodowe), dostarczające zdecydowaną większość energii elektrycznej. Moc polskiego systemu elektroenergetycznego przekracza 35 GW, z czego elektrownie zawodowe dysponują mocą 24 GW (patrz Rysunek 7).

Rysunek 7 Moc elektryczna osiągalna z poszczególnych źródeł w 2009 r.



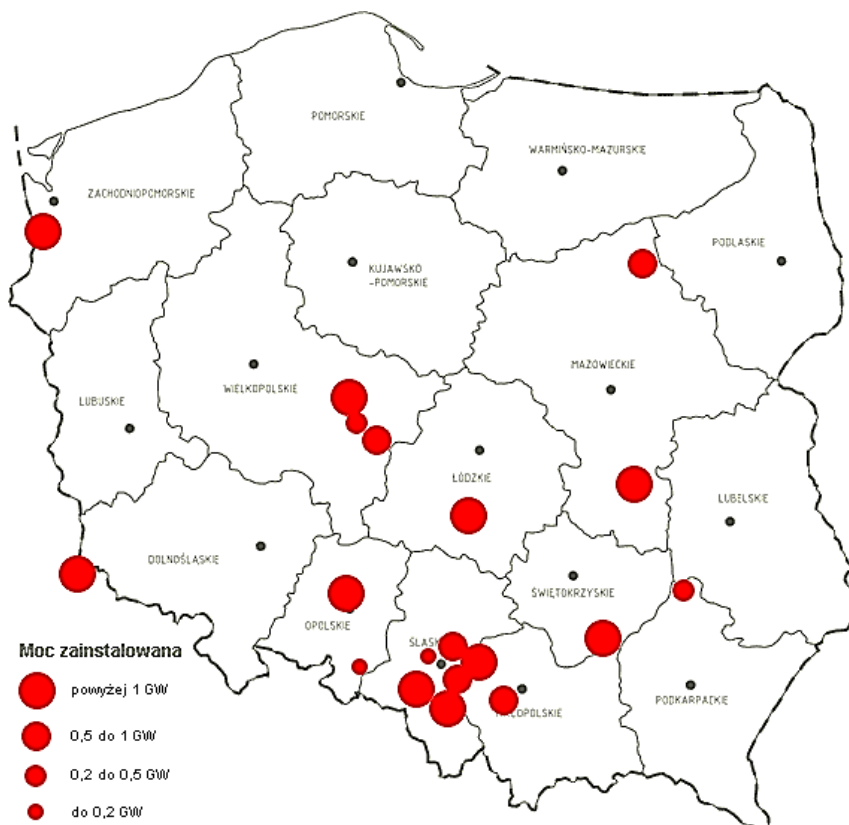
Źródło: URE (2011), s.33

Lokalizacja wytwórców EE jest najczęściej związana: z bliskością źródeł paliwa/energii (np. elektrownie zarówno na węgiel brunatny, jak i kamienny w Polsce), dostępem do wody służącej do chłodzenia urządzeń elektrowni (np. elektrownia Kozienice). Niekiedy o lokalizacji elektrowni decyduje konieczność zapewnienia stabilności pracy sieci elektroenergetycznych (np. elektrownia Ostrołęka, Dolna Odra koło Szczecina). Możliwość przesyłania EE siecią na duże odległości powoduje, że mniej istotnym czynnikiem jest bliskość odbiorców (patrz Rysunek 8). Stosowany w Polsce system opłat za przesył energii elektrycznej – nie różnicujący kosztów w zależności od odległości od wytwórcy – także sprzyja rozmieszczeniu głównych elektrowni blisko źródeł paliwa.

W ostatnich 5 latach w Polsce zużywa się 155-160 TWh energii elektrycznej rocznie. Jest to poziom nieznacznie przewyższający maksymalne zużycie EE z lat 80. XX wieku (patrz Rysunek 9). Popyt na energię elektryczną rośnie w Polsce – po okresie wahań w latach dziewięćdziesiątych – od początku XXI w. W latach 2000–2009 wzrost popytu na EE wyniósł średnio 2,2% rocznie¹⁵, co oznacza, że jest o około połowę niższy niż tempo wzrostu gospodarczego. Wskazuje to na stopniowy spadek energochłonności produkcji w gospodarce polskiej.

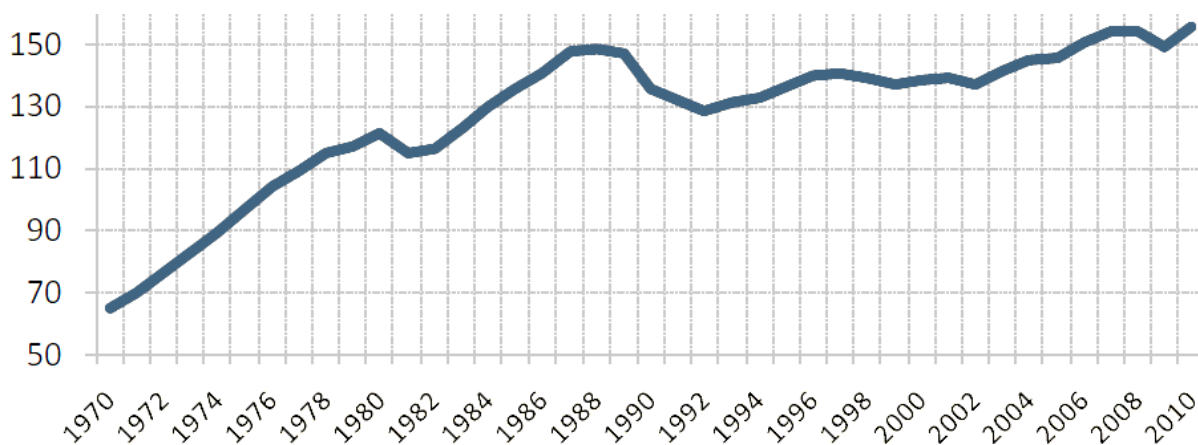
¹⁵ Międzynarodowa Agencja Energii (2011), s. 70.

Rysunek 8 Rozmieszczenie głównych elektrowni w Polsce w 2010 r.



Źródło: Centrum Informacji o Rynku Energii - CIRE

Rysunek 9 Zużycie energii elektrycznej w Polsce 1970-2010 (TWh).



Źródło: ARE (2011)

Oficjalne prognozy (Ministerstwo Gospodarki, 2009) stwierdzają, że do 2030 r. popyt na energię elektryczną wzrośnie w Polsce o ok. 40% (do 217 TWh), przy równoczesnym podwojeniu się poziomu PKB.

Popyt na energię elektryczną w Polsce *per capita* osiągnął w 2009 r. wartość ok. 3733 kWh, znacznie niższą niż średnia w europejskich krajach OECD, gdzie wskaźnik ten wynosił 6287 kWh (Międzynarodowa Agencja Energii, 2011, s. 70.).

Zapotrzebowania na energię elektryczną cechuje silna sezonowość. W polskich warunkach najwyższe zużycie ma miejsce zimą, najniższe latem. Według danych PSE-Operator w ostatnich latach maksymalne

zapotrzebowanie osiąga szczytowy poziom ok. 25-26 GW (dzień roboczy, po południu), a minimalne ok. 10 GW (dni świąteczne, nocą).

Duża różnica między produkcją EE a jej dostawami do odbiorców końcowych (patrz Tabela 4) wynika z zużycia energii na potrzeby własne elektrowni (producentów EE) oraz strat na przesyłach. Zużycie energii elektrycznej w elektrowniach zostało w ostatnich latach zredukowane zarówno w wartościach bezwzględnych oraz jako udział w całkowitej wielkości wygenerowanej energii elektrycznej. Udział ten pozostaje jednak na bardzo wysokim poziomie 15%, dwukrotnie przewyższając średnią w OECD. Straty sieciowe pomimo spadku do 8%, także pozostają na wyższym poziomie niż wśród państw OECD, gdzie wynoszą przeciętnie 6%¹⁶. Straty sieciowe wynikają zarówno ze zjawisk fizycznych (m.in. zamiany prądu elektrycznego w ciepło), jak i nielegalnego poboru prądu elektrycznego. Istotnym czynnikiem jest także wiek eksploatowanych sieci – nowocześniejsze urządzenia przesyłowe (nowe transformatory, inteligentne sieci itd.) zmniejszają te straty.

W okresie 2000-2009 r. produkcja EE wzrastała w Polsce o ok. 1% rocznie, czyli o około połowę wolniej niż popyt na energię elektryczną. Nadal jednak produkcja energii elektrycznej przewyższa w Polsce krajowe zapotrzebowanie. Niskie tempo wzrostu produkcji prądu skutkuje tym, że Polska prawie zaprzestała eksportu EE (w połowie I dekady XXI wieku eksport EE wynosił ok. 11 TWh tj. ok. 7% produkcji). Wymianę energii elektrycznej z zagranicą utrudnia ponadto stan sieci transgranicznych. Teoretyczne możliwości wymiany EE z zagranicą nie przekraczają 10% krajowego zużycia¹⁷.

Tabela 4 Rynek energii elektrycznej w Polsce.

Wyszczególnienie	Jednostka	2008	2009	2010
Produkcja energii elektrycznej	TWh	155,3	151,7	157,4
w tym eksport energii elektrycznej netto	TWh	0,7	2,1	1,4
Dostawy do krajowych odbiorców końcowych	TWh	117,1	111,9	117,1
Udział energii dostarczonej krajowym odbiorcom końcowym w produkcji energii elektrycznej	%	75,4	73,8	74,4
Emisja CO ₂ związana z produkcją EE	mln t	141,6	137,0	141,4
Roczny limit emisji CO ₂ dla elektroenergetyki	mln t	133,8	133,1	135,5
Niedobór pozwoleń elektroenergetyki na emisję	mln t	8,5	3,3	6,0
Udział niedoborów w emisji	%	6,0	2,4	4,2

Źródło: ARE (2011)

Od 1998 r. następowało otwarcie polskiego rynku energii na konkurencję, zakończone formalnie w połowie 2007 r. wprowadzeniem zasady swobody wyboru dostawcy prądu przez gospodarstwa domowe. Urząd Regulacji Energetyki utrzymał jednak zatwierdzanie taryf dla odbiorców indywidualnych (taryfa G – dla gospodarstw domowych). Ze swobody wyboru dostawcy prądu korzysta w Polsce bardzo niewielka liczba gospodarstw domowych (od 2007 r. ok. 15 tys.). W przypadku podmiotów gospodarczych dostawcę prądu zmienili głównie duże firmy – łącznie zużywające ponad 20% energii elektrycznej.

W celu uczynienia rynku energii elektrycznej bardziej transparentnym w II połowie 2010 r. wprowadzono obowiązek handlu EE na giełdzie (lub na analogicznych formach obrotu – np. platformach internetowych).

2.4 Surowce energetyczne

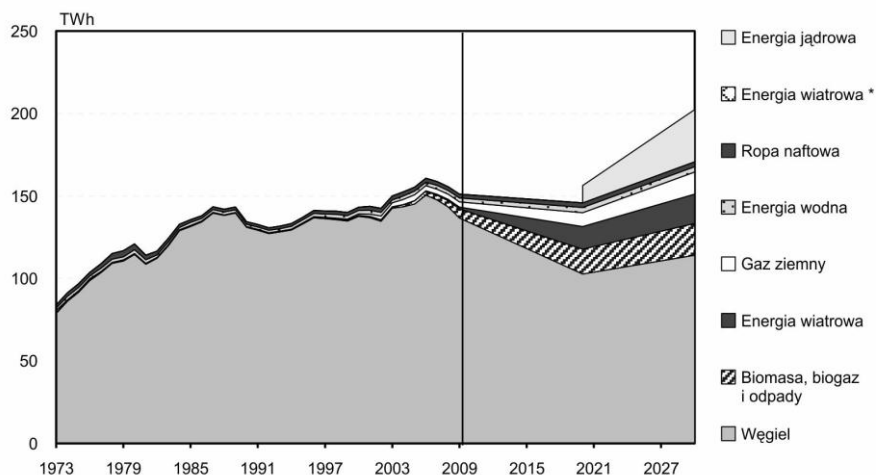
Najważniejszym paliwem polskiej energetyki pozostaje węgiel – kamienny i brunatny. W 1990 r. 97% produkcji energii elektrycznej pochodziło ze spalania obu rodzajów węgla, w 2000 r. 96%, a w 2010 r. po

¹⁶ Międzynarodowa Agencja Energii (2011), s. 71.

¹⁷ NBP (2010). Zgodnie z rządowymi planami zdolności te powinny wzrosnąć do 20% w 2020 r. i 25% w 2030 r.

raz pierwszy relacja ta spadła poniżej 90% (58,7% węgiel kamienny, 31,0% węgiel brunatny). Spośród pozostałych paliw w 2010 r. najważniejsze były – biomasa (3,9%) oraz gaz (3,2%)¹⁸. Zgodnie z „Polityką energetyczną Polski do 2030 r.” (PEP) w 2030 r. z węgla ma nadal pochodzić ponad połowa energii elektrycznej w Polsce (patrz Rysunek 10). W Europie udział węgla, jako paliwa w energetyce wynosi ok. 1/4.

Rysunek 10 Produkcja energii elektrycznej w Polsce wraz z prognozą do 2030 r. – z podziałem na źródło wytwarzania.



Źródło: Międzynarodowa Agencja Energii (2011)

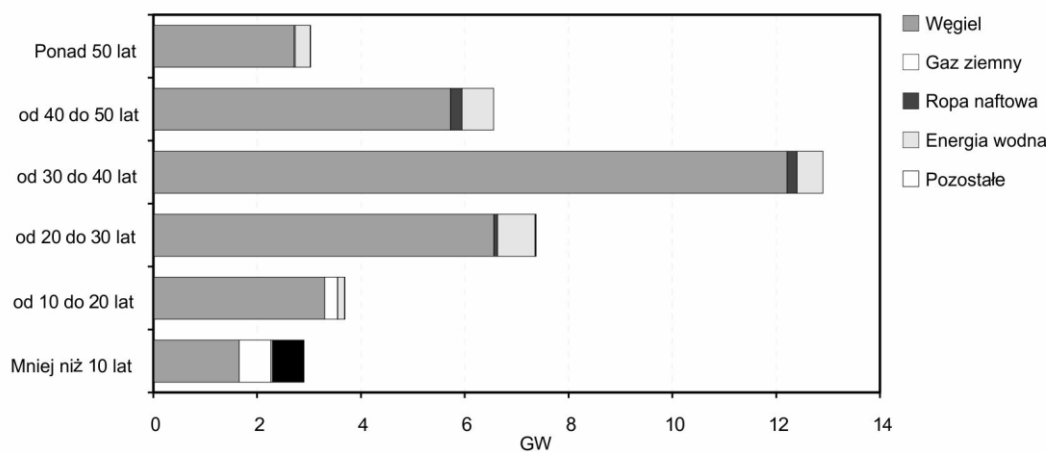
2.5 Niska efektywność infrastruktury elektroenergetycznej

Większość polskiej infrastruktury elektroenergetycznej powstała przed 1990 r. Dotyczy to zarówno elektrowni, gdzie ok. 80% bloków energetycznych ma ponad 20 lat (patrz Rysunek 11), jak i sieci przesyłowych. W przypadku tych ostatnich przeciętnie najstarsze są linie napowietrzne, najmłodsze zaś stacje elektroenergetyczne (patrz

¹⁸ Dane Agencja Rynku Energii S.A. (Sprzedaż i wyniki finansowe elektroenergetyki – prezentacja Kazimierz Dolny, maj 2011 r.).

Tabela 5).

Rysunek 11 Wiek polskich elektrowni.



Źródło: Międzynarodowa Agencja Energii (2011)

Tabela 5 Struktura wiekowa infrastruktury sieci elektroenergetycznych w Polsce 2009 r. (%).

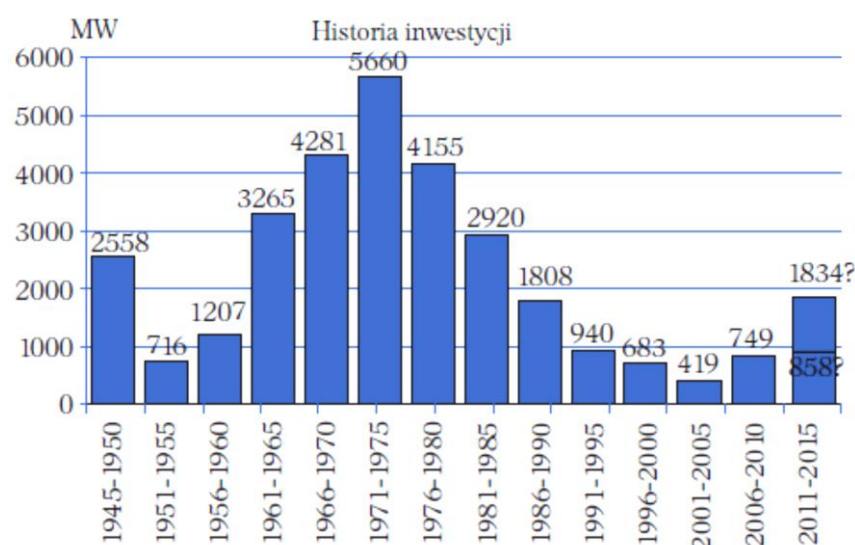
Wiek	Sieć przesyłowa (wysokich napięć -PSE Operator)	Sieć dystrybucyjna
Linie napowietrzne		
Do 20 lat	18	22
Powyżej 20 lat	82	78
Transformatory		
Do 20 lat	42	35
Powyżej 20 lat	58	65
Stacje elektroenergetyczne		
Do 20 lat	66	33
Powyżej 20 lat	34	67

Źródło: Opracowanie własne na podstawie URE (2011)

Dekapitalizacja infrastruktury w elektroenergetyce przekracza obecnie 70%, W przypadku sieci przesyłowych wynosi ona 71%, elektrowni 73%, a sieci dystrybucyjnych 75% (Żmijewski, 2011a).

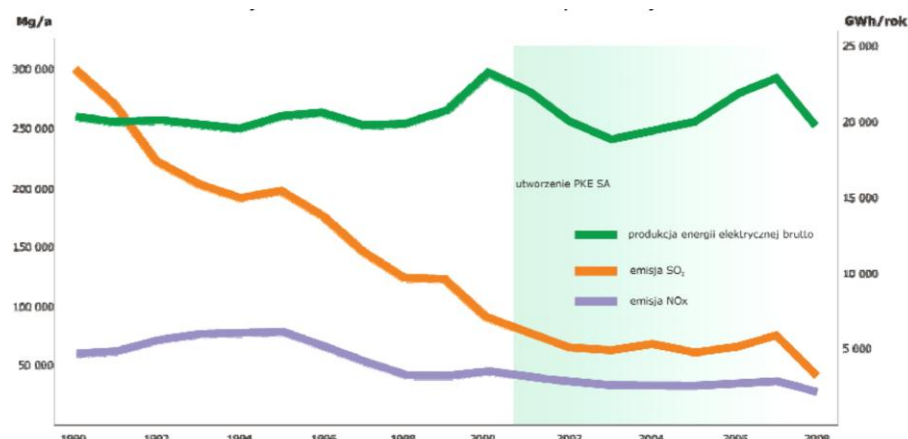
W ostatnim 20-leciu poziom inwestycji w nowe źródła EE był niski (patrz Rysunek 12). Związane to było przede wszystkim ze spadkiem zapotrzebowania na energię elektryczną w latach 90 (z poziomu ok. 150 TWh do ok. 130 TWh rocznie – porównaj Rysunek 9). Gospodarka rynkowa wprowadziła racjonalizację kosztów, w tym poziomu zużycia energii. W efekcie w ostatnich dwóch dekadach Polska dysponowała nadmiarem mocy w elektroenergetyce. Była to sytuacja odmienna od lat 70-80, kiedy występowały niedobory energii – objawiające się zwykłym obywatelom m.in. okresowymi włączeniami prądu oraz radiowymi komunikatami o najwyższym, 20 stopniu zasilania.

Rysunek 12 Inwestycje w nowe bloki elektroenergetyczne w okresie 1945-2010/2015.

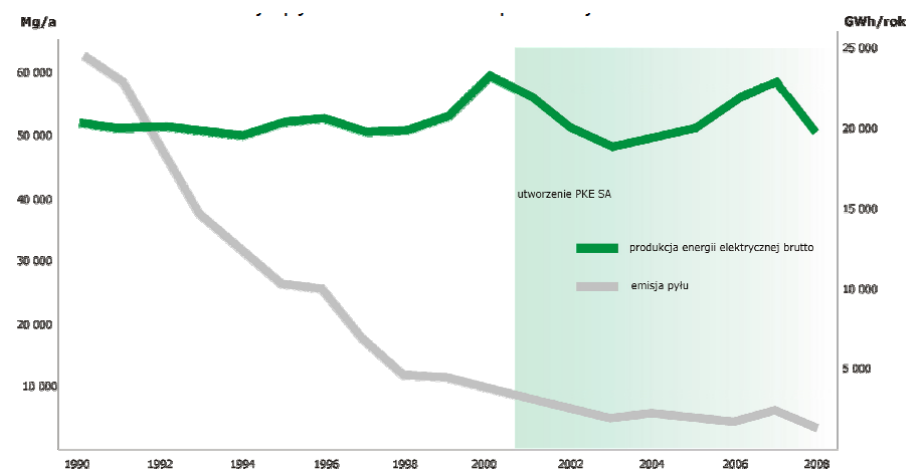


Źródło: Żmijewski (2011b)

W ostatnich dwóch dekadach nie było więc bodźców do inwestycji w nowe moce elektroenergetyczne. Równocześnie branża elektroenergetyczna chcąc spełnić nowe, wyższe standardy ochrony środowiska przeprowadziła szereg inwestycji ograniczających emisję szkodliwych substancji do atmosfery – szczególnie związków azotu i siarki, odpowiadających m.in. za kwaśne deszcze (patrz Rysunek 13) oraz pyłów (patrz Rysunek 14). Inwestycje proekologiczne były dużym obciążeniem finansowym dla sektora elektroenergetycznego.

Rysunek 13 Emisje SO₂ i NO_x w stosunku do produkcji energii elektrycznej.

Źródło: Tokarski (2011)

Rysunek 14 Emisje pyłów w stosunku do produkcji energii elektrycznej.

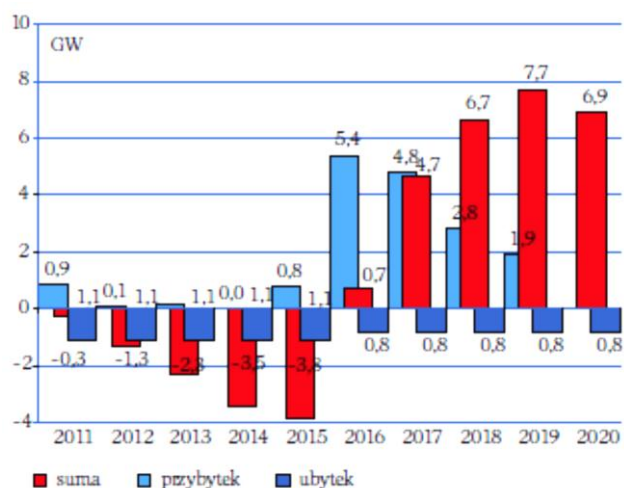
Źródło: Tokarski (2011)

Nowoczesne elektrownie węglowe budowane obecnie na świecie posiadają sprawność pozwalającą na zamianę 45-46% energii pierwotnej zawartej w paliwie na energię elektryczną. W polskich warunkach w latach 80 (i wcześniej) taka sprawność bloków energetycznych nie była możliwa. Ze względu na zaawansowany wiek polskich elektrowni ich średnia sprawność jest jednak zdecydowanie niższa niż wspomniane 45-46% i wynosi ok. 33%-35%.

Innym problemem związanym z wiekiem polskich elektrowni jest ryzyko ich awaryjności. Elektrownia węglowa jest projektowana na 30-40 lat pracy. Stare bloki polskiej elektroenergetyki zbliżają się, a niekiedy przekroczyły projektowany dla nich czas działania. Wymagają też częstszych przeglądów, w czasie których nie dostarczają EE¹⁹. Powoduje, to, że niezbędna do prawidłowego funkcjonowania całego systemu elektroenergetycznego kraju, rezerwa mocy zmniejsza się. Niektóre prognozy przewidują, że w połowie obecnej dekady, ze względu na wyłączenia starych bloków, rezerwa będzie za mała (patrz Rysunek 15). Oznacza to ryzyko pojawienia ograniczeń w zużyciu EE, a nawet przerw w dostawach.

¹⁹ Dyspozycyjność nowych bloków wynosi 82-86%, przez pozostały czas są konserwowane, poddawane modernizacji itp.

Rysunek 15 Bilans inwestycji w elektroenergetyce do 2020 r.



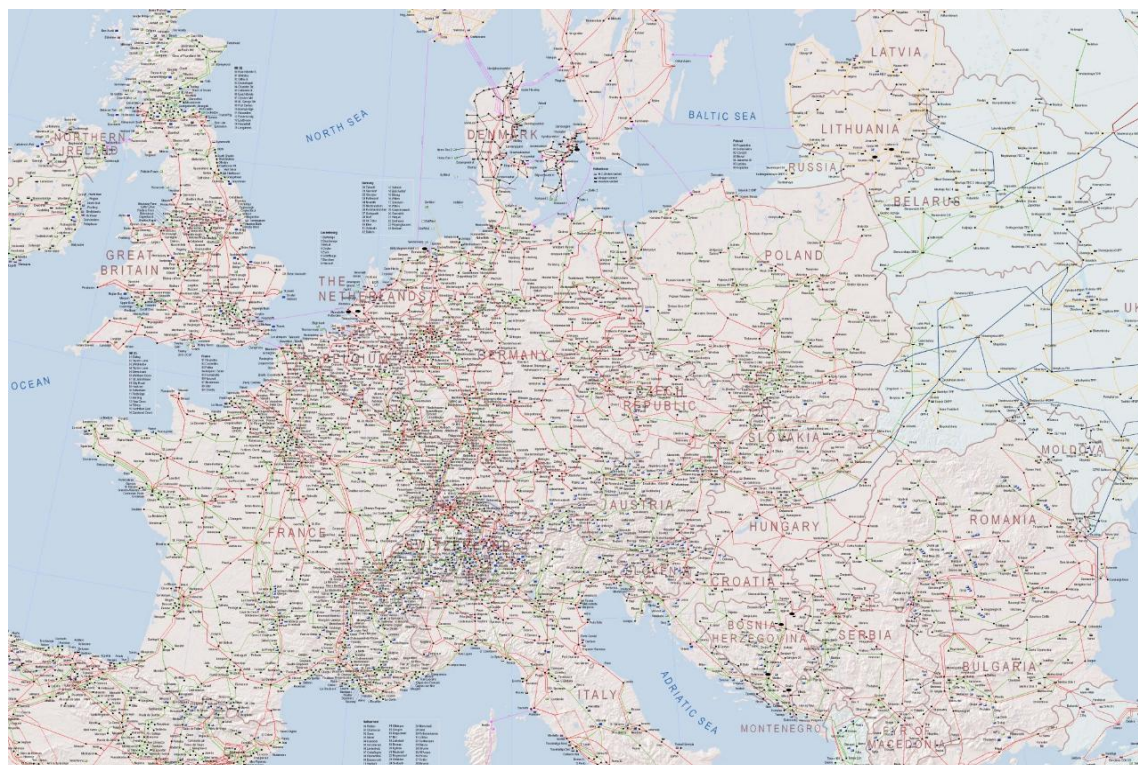
Źródło: Żmijewski (2011b)

Ryzyko przerw w dostawach prądu powiązane jest także ze stanem infrastruktury sieciowej. Po pierwsze dostawy EE mogą być związane z awariami sieci, co wynika ze wspomnianej powyżej dekapitalizacji infrastruktury sieciowej. Po drugie bezpieczeństwo dostaw nie sprzyja stosunkowo słabo rozwinięta – w stosunku do większości państw UE – sieć przesyłowa elektroenergetyki (Rysunek 16). Bezpieczeństwo dostaw jest zapewnione, gdy sieci tworzą pętlę, pozwalającą na przesyłanie energii elektrycznej z więcej niż jednego kierunku. Na wielu obszarach Polski i w odniesieniu do kilku ważnych aglomeracji ten warunek nie jest spełniony (np. brak południowego domknięcia pętli wokół Warszawy).

Bezpośrednim przejawem słabości sieci, odczuwalnym przez zwykłych obywateli, jest obniżenie napięcia u odbiorców końcowych²⁰ oraz zdarzające się przerwy w dostawach takie, jak np. wielodniowa awaria w północnej części województwa śląskiego w styczniu 2010 r.

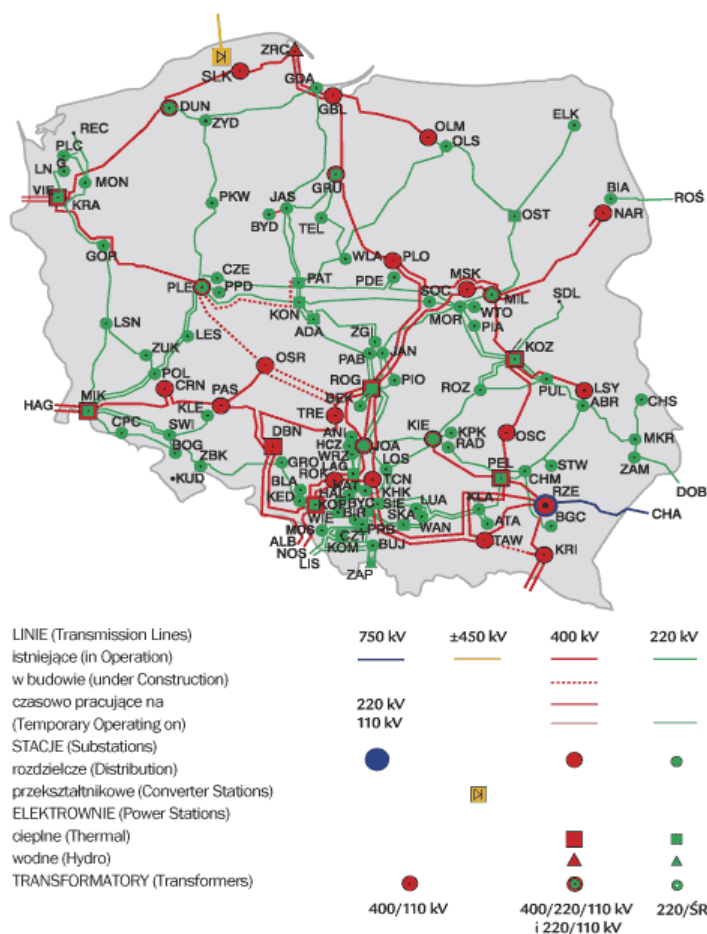
²⁰ Na obszarach wiejskich stosunkowo częste bywają sytuacje, że napięcie wynosi ok. 170 V zamiast 230 V.

Rysunek 16 Podstawowa sieć energetyczna w Europie.



Źródło: ENTSOE

Rysunek 17 Podstawowa sieć energetyczna w Polsce.

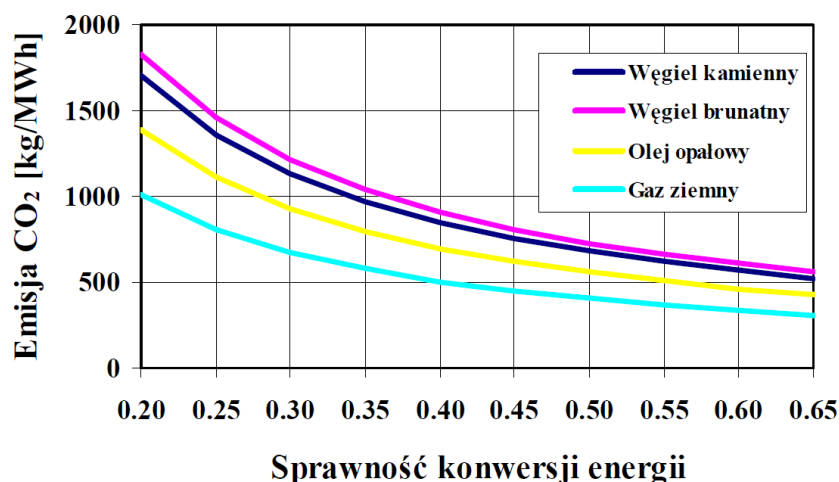
Źródło: <http://www.rynek-energii-elektrycznej.cire.pl/st,33,208,tr,68,0,0,0,0,0,0,siec-przesylowa.html>

2.6 Emisyjność polskiej elektroenergetyki

Wysoki udział węgla, jako paliwa elektrowni oraz niska sprawność starych bloków energetycznych powoduje bardzo wysoką emisyjność produkcji energii elektrycznej w Polsce – mierzoną relacją emisji CO₂ wyrażonej w kilogramach w stosunku do produkcji EE wyrażonej w MWh. Typowa polska elektrownia węglowa o sprawności wytwarzania rzędu 35% emituje 943 kg CO₂ na 1 MWh wyprodukowanej energii. Nowoczesny blok energetyczny o sprawności wytwarzania wynoszącej 46%, emituje tylko 720 kg CO₂/MWh²¹ (patrz Rysunek 18).

W Polsce emituje się więc ponad 900 kg CO₂/MWh, przy europejskiej średniej wynoszącej ok. 400 kg CO₂/MWh. W Szwecji, która swoją energetykę oparta na hydroelektrowniach i elektrowniach atomowych, emisja wynosi ok. 17 kg CO₂/MWh²².

Rysunek 18 Emisyjność elektroenergetyki przy różnych paliwach i sprawnościach bloków energetycznych.

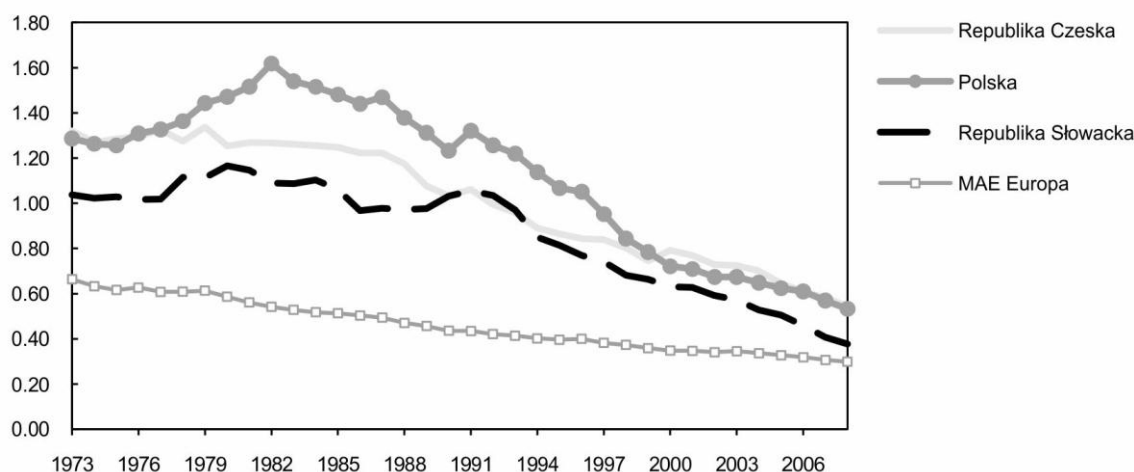


Źródło: Prezentacja J.Lewandowskiego, W Kamrata „Ciepła elektrownia systemowa na Wybrzeżu Gdańskim”-Gdańsk 2008

Wysoka emisyjność polskiej energetyki czyni ją szczególnie wrażliwą na politykę klimatyczną UE. Dzieje się tak pomimo tego, że w ostatnich 20-30 latach wskaźnik emisji CO₂ na mieszkańca, przy uwzględnieniu poziomu PKB znacznie się w Polsce obniżył (patrz Rysunek 19). Obecnie odpowiada on poziomowi krajów zachodnioeuropejskich sprzed około 20 lat.

²¹ Dostosowanie systemu wsparcia dla energii elektrycznej pochodzącej z odnawialnych źródeł energii do zmian zachodzących w kosztach wytwarzania energii z paliw kopalnych, CASE grudzień 2009, s. 65.

²² Żmijewski (2011b), s.33

Rysunek 19 Emisja CO₂ na PKB/mieszkańca.

Źródło: Międzynarodowa Agencja Energii (2011), s. 37

2.7 Potrzeby inwestycyjne

Zużycie infrastruktury, konieczność spełnienia wymogów unijnego pakietu energetyczno-klimatycznego determinuje inwestycje w infrastrukturę, w tym elektroenergetykę. Do 2030 r. inwestycje mogą osiągnąć wartość kilkuset miliardów złotych (Żmijewski, 2011b, s. 23). Szacuje się, że w samej elektroenergetyce nakłady będą musiały wynieść ok. 100 mld euro, na co złożą się następujące inwestycje:

- 33 mld w odnawialne źródła energii,
- 17,6 mld w sieć dystrybucyjną (średnich, niskich napięć),
- 6,5 mld w sieć przesyłową (wysokich napięć),
- 11 mld w działaniach na rzecz efektywności energetycznej,
- 33 mld w źródła systemowe (elektrownie).

Kolejne ok. 100 mld euro może kosztować – powiązana z elektroenergetyką – termomodernizacja budynków wraz z inwestycjami w ciepłownictwo/elektrociepłownie (Żmijewski, 2011b, s. 24).

Inne badania przedstawiają podobną całkowitą wartość nakładów inwestycyjnych, jednak inaczej przedstawiają ich strukturę. Międzynarodowa Agencja Energii w swoim Scenariuszu Referencyjnym szacuje, że łączny poziom inwestycji w polskim sektorze elektroenergetycznym w latach 2010-2030 powinien sięgać 195 mld euro. Ponad dwie trzecie tej kwoty – 134 mld euro – jest potrzebne do stworzenia 92 GW nowych mocy wytwórczych²³. Pozostałe 61 mld euro jest wymagane w sektorze dystrybucji (75%) i przesyłu (25%). Koszty przesyłu zawierają również koszty związane z podłączeniem elektrowni wiatrowych do sieci. Całkowita wartość inwestycji jest szacowana na 1,3% PKB w skali rocznej (Międzynarodowa Agencja Energii, 2011, s. 73).

Niższa emisyjność gazowych źródeł energii elektrycznej²⁴ powoduje, że ten rodzaj energetyki jest obecnie rozważany w wielu projektach inwestycyjnych w Polsce (patrz Rysunek 20).

²³ Wartość ta wskazuje, że inwestycje dotyczą zarówno elektrowni (obecna moc ok. 35 GW), jak i ciepłownictwa (obecna moc ok. 60GW).

²⁴ Źródła gazowe charakteryzują się niższą niż węglowe emisją CO₂ – mierzoną całym procesem produkcji poczynając od wydobycia surowca – pod warunkiem, że wyciek metanu przy wydobyciu i transporcie gazu nie przekracza 2%. W przypadku źródeł gazu pochodzących m.in. z Rosji są przesłanki, że warunek ten nie jest spełniony – patrz Ecomanager 10/2011, s. 8

Za zwiększeniem gazowych źródeł energii elektrycznej (a także ciepła) przemawia także krótszy czas realizacji tego typu inwestycji. Budowa nowej elektrowni gazowej trwa 3-4 lat, węglowej 5 – 6 lat, zaś atomowej nawet 10 – 12 lat. Krótki czas budowy jest istotny w sytuacji zagrożenia niedoborem prądu w najbliższej dekadzie i to pomimo tego, że czas eksploatacji elektrowni gazowej wynosi 25 lat, węglowej 40 lat, a atomowej 60 lat²⁵. Energia elektryczna z nowej elektrowni gazowej charakteryzuje się także wyższym kosztem (krańcowym, patrz Tabela 6).

Rysunek 20 Planowane nowe węglowe i gazowe źródła energii elektrycznej w Polsce.



Źródło: Żmijewski (2011c)

Tabela 6 Ekonomicznie uzasadniona teoretyczna cena energii elektrycznej produkowanej w różnych typach elektrowni (bez marż)

Lp.	Rodzaj elektrowni	Cena ekonomiczna [zł/MWh]	
		IRR=7,6%	IRR=12%
1	Węgiel kamienny	291	336
2	Węgiel brunatny	219	284
3	Gazowa	415	457
4	Wiatrowa	357	470
5	Wodna duża (z budowanym jazem)	405	647
6	Wodna mała (z istniejącym jazem)	164	182
7	Wodna mała (z budowanym jazem)	226	302
8	Biogaz	467	616
9	Biomasa	467	616

Źródło: Dostosowanie systemu wsparcia dla energii elektrycznej pochodzącej z odnawialnych źródeł energii do zmian zachodzących w kosztach wytwarzania energii z paliw kopalnych, CASE grudzień 2009, s. 78-80

²⁵ <http://www.obserwatorfinansowy.pl/2011/11/22/to-regulacja-a-nie-wlasnosc-jest-glownym-czynnikiem-rozwoju-elektroenergetyki/?k=debata>

2.8 Kolorowe Certyfikaty

2.8.1 Klasyfikacja systemów wsparcia energii wyprodukowanej przy zastosowaniu określonej technologii²⁶

Wyróżniane są dwa podstawowe modele wsparcia. Pierwszy to system **kształtowania cen energii** (*price system*), drugi system **kształtowania ilości wytworzonej energii** (*quota system*).

Pierwszy model (*price system*) bazuje na założeniu, że rynek energii wytworzy pożądaną jej ilość wskutek stymulacji cenowej. Jego wariantami są:

- system stałych cen (*Feed-in Tariff, Feed-in Premiums*),
- ulgi podatkowe (*Tax Credits, Production Credit Tax – PTC*),
- dopłaty gwarantowane (system dopłat środowiskowych, *Fixed-Premium Systems*),
- subwencje inwestycyjne (dotacje inwestycyjne, *Investment Subsidies*).

Podstawowym założeniem drugiego systemu (*quota system*) jest określenie przez organ regulacyjny celu ilościowego produkcji energii z wybranych źródeł. Cena energii jest kształtowana na podstawie mechanizmów rynkowych. System ten występuje w dwóch wariantach:

- system przetargów,
- system zielonych certyfikatów.

System przetargów (*Tendering system*) polega na przeprowadzaniu przez rząd danego państwa przetargów na produkcję i dostarczenie określonego wolumenu energii pochodzącej z konkretnego typu źródeł (np. odnawialnych), na którą rząd daje gwarancję zakupu zawartą w umowie cywilnoprawnej.

System certyfikatów opiera się o tzw. mechanizm wymagalnego portfela energii ze źródeł odnawialnych (*Renewable Portfolio Standard – RPS*), który polega na nałożeniu na określony podmiot (producenta, dostawcę lub odbiorcę energii – w zależności od wariantu) obowiązku zapewnienia lub zakupu odpowiedniej ilości energii pochodzącej z danego źródła objętego wsparciem. W celu zapewnienia odpowiedniego funkcjonowania tego mechanizmu równolegle wprowadzony zostaje system świadectw pochodzenia, czyli tzw. certyfikatów (*Tradeable Energy Certificates – TEC*; dla zielonych certyfikatów – *Tradable Renewable/Green Certificates system – TREC/TGCs*).

Stosowane w m.in. Polsce *zielone certyfikaty* stanowią dowód wytworzenia danej energii w źródle odnawialnym. Są one zbywalne i mogą stanowić przedmiot obrotu na odrębnym rynku (giełdzie).

Opisywane powyżej metody wsparcia produkcji energii z wybranych źródeł (*przetargi i certyfikaty*) nie wykluczają się – mogą mieć charakter komplementarny i w kilku krajach Europy stosowane są równolegle.

2.8.2 Zasady systemu

Europejski PEK wymusza działania nie tylko ograniczające emisję gazów cieplarnianych. Jego elementami są także wymagania odnoszące się do produkcji energii z określonych typów źródeł (np. z odnawialnych źródeł energii) oraz efektywności energetycznej. Osiągnięcie wyznaczonych przez PEK celów – ze względu na często niższą efektywność promowanych rozwiązań – nie byłoby możliwe bez zastosowania systemu wsparcia. Unia Europejska wybór metod wsparcia pozostawia w gestii państw członkowskich.

W Polsce system wsparcia produkcji energii z wybranych typów źródeł opiera się na świadectwach pochodzenia zwanych również certyfikatami. Świadectwo pochodzenia to potwierdzenie

²⁶ Dostosowanie systemu wsparcia dla energii elektrycznej pochodzącej z odnawialnych źródeł energii do zmian zachodzących w kosztach wytwarzania energii z paliw kopalnych, CASE, grudzień 2009.

wyprodukowania energii elektrycznej z zastosowaniem określonej technologii. Świadectwa pochodzenia wydawane są przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Każde świadectwo zawiera informację o ilości wyprodukowanej energii, momencie jej wytworzenia oraz dane identyfikujące producenta. Podstawą wprowadzenia systemu certyfikatów jest fakt, że produkcja energii przy zastosowaniu promowanych technologii jest ekonomicznie nieopłacalna, ale przynosi społeczne korzyści (np. ekologiczne). Najczęściej certyfikatami wspierane są odnawialne źródła energii (OZE). OZE charakteryzują się:

- wysokimi kosztami wejścia na rynek,
- niższą efektywnością niż tradycyjne źródła²⁷,
- trudnościami w odbiorze wyprodukowanej energii przez sieć elektroenergetyczną²⁸.

W ramach systemu certyfikatów w Polsce wsparciem objęte są następujące działania:

- produkcja energii elektrycznej (EE) z odnawialnych źródeł energii,
- produkcja EE w elektrociepłowniach, czyli tzw. wysokosprawna kogeneracja²⁹,
- wychwytywanie metanu³⁰ uwalnianego się przy okazji wydobycia węgla kamiennego w kopalniach,
- produkcja biogazu,
- efektywność energetyczna, czyli oszczędzanie energii.

W Polsce organ regulacyjny (Ministerstwo Gospodarki we współpracy z Ministerstwem Środowiska i Urzędem Regulacji Energetyki (URE)) określa ilościowe cele produkcji energii z wybranych typów źródeł. Cena energii z promowanych źródeł jest kształtowana w wyniku działania mechanizmów rynkowych na giełdzie. Przedsiębiorcy wytwarzający energię elektryczną z promowanych źródeł energii korzystają z systemu wsparcia w postaci świadectw pochodzenia, które potwierdzają wytworzenie energii (elektrycznej) w określonym źródle. Świadectwa te wydawane są przez Prezesa URE i w postaci praw majątkowych (certyfikatów) mogą być zbywane na Towarowej Giełdzie Energii S.A. (TGE), stanowiąc dodatkowe (obok przychodu za samą energię) źródło przychodu dla podmiotów produkujących energię z promowanych źródeł. Dla OZE przychód z zielonego certyfikatu jest większy niż przychód za wyprodukowaną energię elektryczną (w 2011 r. – odpowiednio ok. 280 zł i ok. 200-220 zł za MWh).

2.8.3 Rodzaje świadectw

System certyfikatów został w Polsce wprowadzony w październiku 2005 r. Pierwsze świadectwa pochodzenia dotyczyły energii wyprodukowanej w OZE. Obecnie w Polsce funkcjonują następujące rodzaje świadectw pochodzenia (Tabela 7).

Certyfikaty brązowe są przeliczane odpowiednim ekwiwalentem na świadectwa zielone. Producent wytwarzający w kogeneracji w odnawialnym źródle (np. współspalanie biomasy) może otrzymać zarówno świadectwo zielone, jak i odpowiednie kogeneracyjne (np. czerwone). „Podwójnych” świadectw nie ma w przypadku certyfikatów dla biogazu (brązowych) i OZE (zielonych).

²⁷ Najpopularniejsza obecnie energia wiatrowa i solarna ze względu na warunki atmosferyczne ma krótszy czas pracy niż źródła klasyczne; urządzenia elektrowni wiatrowych mają także niższą żywotność – ok. 20 lat – niż elektrowni węglowych – ok. 30-40 lat.

²⁸ Sieć przesyłowa energii elektrycznej zaprojektowana i wybudowana z myślą o dużych elektrowniach jest źle przystosowana do odbioru prądu z dużej liczby rozproszonych, stosunkowo niewielkie elektrowni OZE, które charakteryzuje równocześnie znaczna zmienność pracy uzależniona od warunków atmosferycznych.

²⁹ Wysokosprawna kogeneracja to równoczesne wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej, które zapewnia oszczędność energii pierwotnej w wysokości nie mniejszej niż 10% w stosunku do wytwarzania ciepła/prądu w rozdzielonych układach.

³⁰ Metan jest gazem cieplarnianym, którego potencjał wpływu na ocieplenie klimatu jest kilkadziesiąt razy większy niż dwutlenku węgla.

W środowisku naukowców zajmujących się energetyką trwają prace koncepcyjne nad kolejnymi typami certyfikatów. Wynikiem tych prac może być wprowadzenie w najbliższych latach kolejnych kolorowych certyfikatów:

- niebieskich (błękitnych) – służących sfinansowaniu nowych inwestycji w elektroenergetyce,
- pomarańczowych – wspierających energię elektryczną ze źródeł zaopatrzonych w instalacje wychwytywania i zatłaczania dwutlenku węgla (CCS – *Carbon Capture and Storage*³¹).

Tabela 7 Rodzaje świadectw pochodzenia w Polsce na przełomie lat 2011/2012.

Stosowane w elektroenergetyce	Stosowane w innych obszarach gospodarki
<i>Zielone certyfikaty</i> – energia z OZE	<i>Brązowe certyfikaty</i> – za biogaz pochodzenia rolniczego skierowany do sieci przedsiębiorstw dostarczających gaz. Odpowiednie przepisy zaczęły obowiązywać w 2011 r. i rynek tych certyfikatów nie funkcjonuje jeszcze normalnie ³²
<i>Czerwone certyfikaty</i> – energia z kogeneracji z dużych źródeł mocy	<i>Białe certyfikaty</i> – za zaoszczędzenie energii o wartości co najmniej 10 ton oleju opałowego. Białe certyfikaty wprowadza <i>Ustawa o efektywności energetycznej z 15 kwietnia 2011 r.</i> Pierwszy przetarg Prezesa URE przyznający prawo do białych certyfikatów będzie miał miejsce w 2012 r. Obowiązek pozyskania i rozliczenia białych certyfikatów będzie dotyczył wszystkich dostawców energii odbiorcom końcowym – tj. elektroenergetyki, ciepłownictwa, przedsiębiorstw gazowych. Po raz pierwszy będą się oni musieli rozliczyć z tego obowiązku w 2013 r.
<i>Żółte certyfikaty</i> ³³ – energia z kogeneracji z małych źródeł mocy (do 1 MW) lub opalana paliwem gazowym	
<i>Fioletowe certyfikaty</i> – energia wytworzona z metanu pozyskanego z kopalń lub z przetwarzania biomasy ³⁴	

Źródło: Opracowanie własne.

Omawiając obecnie stosowany w Polsce system kolorowych certyfikatów należy zwrócić uwagę, że w wielu przypadkach nie różnicuje on poziomu wsparcia, pomimo różnej opłacalności odmiennych technologii. Zarzut ten w największym stopniu odnosi się do systemu zielonych certyfikatów, w którym poziomu przychodów ze sprzedaży certyfikatu jest taki sam bez względu na zastosowaną technologię. System tak samo wspiera – dawno zamortyzowane – hydroelektrownie, jak i nowoczesne wiatrowe farmy morskie czy baterie słoneczne (najdroższe obecnie źródło energii odnawialnej). Pewne wątpliwości budzi także uznanie za pełnoprawne źródło energii odnawialnej współspalania biomasy³⁵. Innym problemem jest względnie krótki okres gwarancji działania obecnego systemu (patrz Tabela 8), co utrudnia podejmowanie decyzji w energetyce, gdzie cykl inwestycyjny wraz z okresem zwrotu wynosi co najmniej kilkanaście, a niekiedy kilkadziesiąt lat.

Ministerstwo Gospodarki w ramach aktualnych prac nad legislacją dla energetyki³⁶ zamierza m.in. ograniczyć lub zlikwidować wsparcie dla starszych źródeł OZE i współspalania biomasy, wprowadzić zróżnicowanie typów zielonych certyfikatów, a okres ich ważności wydłużyć do 15 lat. Odejściem od systemu certyfikatów byłoby zaś oparcie pomocy dla mikroźródeł na systemie stałych cen (*Feed-in Tariff*).

³¹ CO₂ będzie wychwytywane ze spalin elektrowni, sprężane a następnie magazynowane pod ziemią (np. w pokładach po wydobytych gazie ziemnym lub kawernach solnych). Technologia ta jest na razie na etapie opracowywania.

³² Do końca 2011 r. nie było żadnego notowania tego typu certyfikatów na TGE S.A.

³³ Wcześniej używana nazwa tych certyfikatów to niebieskie certyfikaty.

³⁴ Do końca 2011 r. na TGE S.A. odnotowano zaledwie pojedyncze transakcje na tego typu certyfikaty.

³⁵ Obecny system nie uznaje za gaz cieplarniany CO₂ powstałego w wyniku spalania biomasy. Za biomasę uznawane jest m.in. drewno, słoma, zboże.

³⁶ Projekty ustaw o OZE, energii elektrycznej skierowano w końcu grudnia 2011 r. do konsultacji społecznych.

2.8.4 Wymagane udziały świadectw w produkcji energii

Popyt na świadectwa pochodzenia generowany jest przez firmy sprzedające energię odbiorcom finalnych. Są one zobowiązane do umorzenia w URE certyfikatów w ilości odpowiadającej części energii sprzedanej odbiorcom końcowym lub poniesienia opłaty zastępczej. Liczba certyfikatów wymaganych do umorzenia jest ustalona przez Ministra Gospodarki (patrz Tabela 8).

Tabela 8 Wymagane udziały świadectw pochodzenia w sprzedaży energii elektrycznej odbiorcy końcowemu.

Rok	Rodzaj świadectw pochodzenia i ich wymagany udział do umorzenia					
	Zielone	Żółte	Czerwone	Fioletowe	Brązowe (biogazu rolniczego – od 2011)	Białe (efektywności energetycznej) – dotyczą wszystkich dostawców energii (nie tylko elektroenergetyki)
2010	10,4%	3,1%	21,3%	1,4%	Nie istniały	Nie istniały
2011	10,4%	3,3%	22,2%	1,6%	Obowiązek odbioru dotyczy operatorów/dostawców gazu. Zamiennie z OZE dla elektroenergetyki;	Obowiązek wprowadzony ustawą z kwietnia 2011 r. Obecnie brak odpowiednich aktów wykonawczych
2012	10,4%	3,5%	23,2%	1,6%	Patrz powyżej	Pierwsze przetargi URE na certyfikaty
2013	10,9%	System czeka na decyzje o kontynuacji (obecny wygasa w 2013 r.)	System czeka na decyzje o kontynuacji (obecny wygasa w 2013 r.)	1,7%		Pierwsze rozliczenie obowiązku (za 2013 r. do marca 2014 r.). Brak odpowiedniego aktu wykonawczego
2014	11,4%	Patrz powyżej	Patrz powyżej	1,9%		Brak odpowiedniego aktu wykonawczego do ustawy
2015	11,9%			2,0%		Patrz powyżej
2016	12,4%			2,2%		Konieczność uchwalenia nowej ustawy. Obecna wygasa z końcem 2016 r.
2017	12,9%			2,3%		Patrz powyżej
2018	Obecny system wygasa w 2017 r.			2,5%		

Źródło: Opracowanie własne

System certyfikatów zakłada możliwość spełnienia obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia poprzez uiszczenie opłaty zastępczej do Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW). Jej wielkość jest ustalana przez Prezesa URE i w 2011 r. wynosiła za 1 certyfikat:

- zielony 274,92 zł (w 2012 r. i latach następnych będzie wzrastać o wskaźnik inflacji CPI),
- czerwony 29,58 zł (w 2012 r. 29,3 zł),
- żółty 127,15 zł (w 2012 r. 128,8 zł),
- fioletowy 59,16 zł (w 2012 r. 60 zł)³⁷.

Dodatkowo – oprócz uiszczenia odpowiedniej liczby opłat zastępczych – przedsiębiorstwom energetycznym nie wywiązującym się z obowiązku dostarczenia do umorzenia odpowiedniej liczby kolorowych certyfikatów grozi kara finansowa do 15% ich przychodów.

³⁷W kolejnych latach zmiana wartości opłaty zastępczej za certyfikat czerwony, żółty i fioletowy uzależniona jest od zmiany ceny energii elektrycznej (wynika to algorytmów liczenia wartości opłaty zastępczej).

Przykład

W 2010 roku przedsiębiorstwo elektroenergetyczne sprzedające odbiorcom końcowym 1000 mln kWh energii elektrycznej musiało nabyć i przedstawić w ciągu roku do umorzenia Urzędowi Regulacji Energetyki:

- 104 000 000 praw majątkowych typu PMOZE lub PMOZE_A (**zielonych** certyfikatów),
- 213 000 000 praw majątkowych typu P MEC (**czerwonych** certyfikatów),
- 31 000 000 praw majątkowych typu PMGM (**żółtych** certyfikatów),
- 3 000 000 praw majątkowych typu PMMET (**fioletowych** certyfikatów)

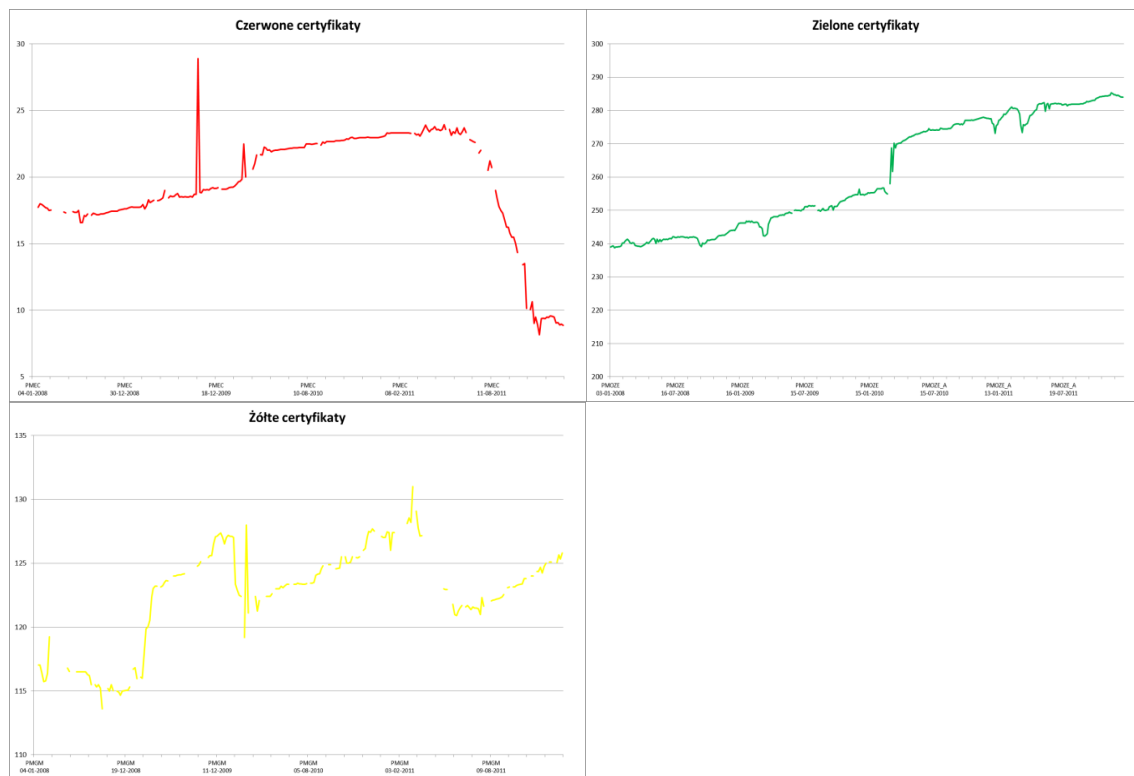
lub uiścić odpowiednie opłaty zastępcze.

Źródło: Rynek praw majątkowych, Towarowa Giełda Energii, Warszawa 2010

2.8.5 Ceny certyfikatów

Kolorowe certyfikaty znajdują się w obrocie na TGE. W ostatnich kilku latach ceny kolorowych certyfikatów były powiązane z wartością opłaty zastępczej. W zależności od świadectwa cena certyfikatu zawierała się w przedziale 94%-110% opłaty zastępczej³⁸. Jedynie w sytuacji dużej przewagi podaży – a taka sytuacja miała miejsce w przypadku czerwonych certyfikatów w II połowie 2011 r. – nastąpił istotny spadek ceny tych certyfikatów tj. z poziomu ok. 24 zł/certyfikat na ok. 10 zł/certyfikat (patrz Rysunek 21).

Rysunek 21 Ceny wybranych certyfikatów w latach 2008-2011 (zł/certyfikat).



Źródło: Dane TGE S.A.

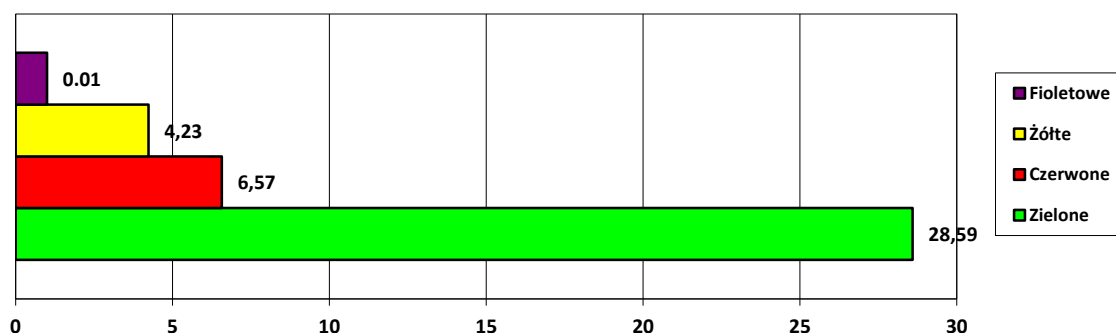
2.8.6 Wpływ certyfikatów na ceny energii

Największy wpływ na ceny energii elektrycznej dostarczanej odbiorcom końcowym – zarówno podmiotom gospodarczym, sektorowi publicznemu, jak i gospodarstwom domowym – mają certyfikaty zielone i kogeneracyjne (czerwone i żółte). Szacuje się, że łącznie w latach 2009-2010 system

³⁸ Dane Agencja Rynku Energii S.A. (Sprzedaż i wyniki finansowe elektroenergetyki – prezentacja Kazimierz Dolny, maj 2011 r.)

certyfikatów podniósł ceny energii elektrycznej dla odbiorców końcowych o ok. 30-35 zł³⁹ za MWh (przy wyjściowej cenie energii z klasycznej elektrowni wynoszącej ok. 190-200 zł/MWh). W 2011 r. ceny energii elektrycznej w konsekwencji wprowadzenia certyfikatów były wyższe o ok. 40 zł (patrz Rysunek 22).

Rysunek 22 Koszt certyfikatów w 1 MWh energii (zł).



Źródło: Magdalena Kozmana, Zielona energia potanieje, Rzeczpospolita, 23.12.2011

2.8.7 Produkcja energii objętej systemem certyfikatów

Wynikająca z prawa wielkość zapotrzebowania na kogenerację wyniosła w 2010 r. 28,3 TWh podczas, gdy odpowiednia podaż ukształtowała się na poziomie 25,9 TWh. Na różnicę wynoszącą 2,6 TWh składał się niedobór 1,8 TWh energii odnoszący się do czerwonych certyfikatów oraz 0,8 TWh do żółtych. Zapotrzebowanie na energię z OZE w 2010 r. wyniosło 12,1 TWh, podczas gdy wyprodukowano jej 10,7 TWh. Połowa energii z OZE pochodzi w ostatnich latach ze współspalania biomasy w dużych elektrowniach. Łącznie w latach 2006-2009 r. dochód ze sprzedaży wszystkich kolorowych certyfikatów wyniósł 7,4 mld zł. Energetyka systemowa (duże elektrownie) otrzymała za umorzone świadectwa 3,6 mld zł. Mali producenci energii zarobili w tym czasie 2,2 mld zł. Pozostałe 1,6 mld zł, z tytułu opłat zastępczych, otrzymał NFOŚiGW⁴⁰.

2.9 Efektywność energetyczna

W obliczu zwiększania skali ograniczeń narzuconych na emisję gazów cieplarnianych od 2013 r., istotną rolę będzie odgrywać efektywność energetyczna, czyli obniżenie zużycia energii zapewniające taki sam lub wyższy poziom komfortu lub usług.

W Polsce w ostatnich latach dokonał się ogromny postęp w zakresie efektywności energetycznej. Energochłonność Produktu Krajowego Brutto (wyrażona w ekwiwalencie kilograma ropy naftowej) spada konsekwentnie od 1993 roku i w 2009 roku sięgnęła 30% energochłonności z początku lat 90. Doprowadziły do tego optymalizacja procesów przemysłowych oraz racjonalizacja wykorzystania energii przez odbiorców (np. modernizacja oświetlenia ulicznego). Pomimo podjętych działań, energochłonność PKB pozostaje w Polsce około 2 razy wyższa niż średnia w krajach Unii Europejskiej.

Poprawa efektywności energetycznej oraz racjonalne wykorzystywanie istniejących zasobów energetycznych w perspektywie wzrastającego zapotrzebowania na energię, stały się impulsem do stworzenia ram prawnych oraz systemu wsparcia działań związanych z poprawą efektywności energetycznej⁴¹. W kwietniu 2011 r. parlament uchwalił ustawę o efektywności energetycznej, która zaczęła obowiązywać w sierpniu 2011 r. Ustawa tworzy system promujący efektywność energetyczną

³⁹ Dane Agencja Rynku Energii S.A. (Sprzedaż i wyniki finansowe elektroenergetyki – prezentacja Kazimierz Dolny, maj 2011 r.)

⁴⁰ Dane Agencja Rynku Energii S.A. (Sprzedaż i wyniki finansowe elektroenergetyki – prezentacja Kazimierz Dolny, maj 2011 r.)

⁴¹ <http://www.mg.gov.pl/node/8139?theme=mg> stan na 16.12.2011.

oparty na tzw. białych certyfikatach⁴², czyli papierach wartościowych potwierdzających osiągnięcie zadeklarowanej oszczędności energii. Białe certyfikaty będzie mógł otrzymać każdy podmiot, który zaoszczędzi równowartość 10 ton oleju ekwiwalentnego⁴³. Głównym kryterium ich przyznawania przez prezesa URE (w drodze przetargu) będzie relacja oszczędności energii do kosztów projektu energooszczędności. Białymi certyfikatami – analogicznie, jak innymi kolorowymi certyfikatami – będzie można handlować (na giełdzie), a ich nabywcami będą firmy sprzedające energię elektryczną, ciepło lub gaz ziemny odbiorcom końcowym. Podmioty te będą co roku zobowiązane do umorzenia (przedstawienia Prezesowi URE) określonej liczby białych certyfikatów (proporcjonalnie do wielkości swojej produkcji).

Polska ustawa o efektywności energetycznej tworzy system w którym, podmiot oszczędzający energię nie tylko ogranicza swoje koszty, ale może uzyskać dodatkowe wpływy z tego tytułu. Szacunki przedstawione w Ocenie Skutków Regulacji Ustawy przewidują, że oszczędność równowartości energetycznej 10 ton oleju ekwiwalentnego, uprawniająca do otrzymania białego certyfikatu będzie warta od 1,8 do 2,5 tys. zł. Przedsięwzięciami promowanymi białymi certyfikatami będą m.in.:

- modernizacje i termomodernizacje sieci ciepłowniczych, budynków, instalacji przemysłowych itd.,
- odzyskiwanie energii w procesach przemysłowych,
- ograniczanie strat w przesyłach energii,
- stosowanie kogeneracji (równoczesnego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej).

Z kolei producenci sprzętu AGD będą mogli obniżyć ceny najlepszych energetycznie urządzeń (z klasą energetyczną co najmniej AAA), gdyż takie produkty pozwolą im na uzyskanie białych certyfikatów.

Ustawa przewiduje, że do 2016 r. spadek zużycia energii w Polsce wyniesie 9% (w stosunku do średniej z lat 2001-2005 r.).

⁴² Wspomnianych powyżej przy opisie systemu certyfikatów.

⁴³ Tona oleju ekwiwalentnego jest to energetyczny równoważnik 1 tony ropy naft. o wartości opałowej równej 10.000 kcal/kg.

3 Kanały oddziaływania pakietu energetyczno-klimatycznego na gospodarkę realną oraz ceny

3.1 Wprowadzenie

W niniejszym rozdziale nakreślono sposoby oddziaływania PEK na gospodarkę realną oraz ceny. Wymieniając poszczególne sposoby, sklasyfikowano je pod kątem okresu oddziaływania, nie rozstrzygając jednak o ich względnej sile oddziaływania oraz czasie trwania. Należy podkreślić, że przedstawione dalej analizy dotyczą głównie efektów krótkookresowych. Co więcej, analizy te nie obejmują wszystkich możliwych efektów krótkookresowych, jak również nie obejmują efektów, które mogą ujawnić się w średnim okresie. Przedstawiony w niniejszym rozdziale całościowy obraz wpływu PEK na gospodarkę jest jednak przydatny przy interpretacji wyników dalszych analiz. Przedstawione poniżej potencjalne efekty PEK sformułowano przy następujących założeniach:

- gospodarka Polski jest w bardzo dużym stopniu (relatywnie do UE-27) oparta na węglu i przez to wysokoemisyjna (w szczególności sektor energetyczny),
- przewaga komparatywna Polski względem jej partnerów handlowych w ramach UE leży w sektorach wysokoemisyjnych (przemysł ciężki, samochodowy, itd.),
- partnerzy handlowi Polski to przede wszystkim kraje UE.

3.2 Efekty krótkookresowe

Należy się spodziewać, że kiedy w Polsce wprowadzony zostanie pakiet energetyczno-klimatyczny, jego oddziaływanie na gospodarkę realizowane będzie w pierwszej kolejności przez następujące kanały:

- Konieczność zakupu uprawnień do emisji CO₂ przez przedsiębiorstwa wysokoemisyjne (w szczególności oparty na węglu sektor energetyczny) wywoła podtrzymany impuls zwiększający koszty produkcji („przesuwający w górę krzywą podaży”).
- Zwiększone koszty produkcji przełożą się na wzrost cen produktów wysokoemisyjnych (w szczególności energii elektrycznej), co wywoła przejściowy impuls inflacyjny.
- Równocześnie impulsy te będą propagowane poprzez przepływy międzygałęziowe. Oznacza to perspektywę wzrostu cen produktów wszystkich przedsiębiorstw (w szczególności branż relatywnie energochłonnych oraz branż przetwórstwa przemysłowego), wykorzystujących produkty wysokoemisyjne jako półprodukty.
- Konsekwencją będzie też realokacja międzysektorowa popytu – przesunięcie popytu końcowego w stronę produktów sektorów emitujących mniej CO₂ oraz sektorów w mniejszym stopniu opierających się na wysokoemisyjnych półproduktach, w tym sektorów relatywnie mało energochłonnych, ponieważ cena względna tych produktów spadnie. Realokacja ta będzie następnie propagowana przez macierz przepływów międzygałęziowych. Jej siła w kluczowy sposób zależy od elastyczności popytu na poszczególne kategorie dóbr oraz elastyczności krzyżowych pomiędzy różnymi kategoriami dóbr. Z drugiej strony, w odniesieniu do niektórych branż, w tym zwłaszcza branży energetycznej, należy się spodziewać, że popyt będzie bardzo sztywny, przez co ograniczenie podaży wskutek wdrożenia PEK będzie się automatycznie przekładało na wzrost cen. Realokacja międzysektorowa popytu, co do kierunku, osłabia impuls inflacyjny.
- Pojawią się też dodatkowe dochody budżetowe ze sprzedaży uprawnień do emisji, rozdysponowane między kraje członkowskie UE, w tym także Polskę. Brakujące uprawnienia przedsiębiorstwa polskie zakupią w ramach czterech platform aukcyjnych lub na rynku wtórnym (na giełdzie, za pośrednictwem brokera lub w ramach umów handlowych z innymi przedsiębiorstwami). Będzie to implikowało transfer środków netto do krajów UE o sektorach

ETS w mniejszym stopniu opartych na węglu, w których emisja CO₂ w sektorach ETS nie przekracza limitów.

- Przy założeniu, że przewaga komparatywna Polski względem jej partnerów handlowych w ramach UE leży w sektorach wysokoemisyjnych, nastąpi zmniejszenie konkurencyjności Polski na rynku międzynarodowym, a w konsekwencji spadek eksportu. Wzrosnąć może natomiast import dóbr i produktów wysokoemisyjnych, w szczególności z krajów spoza UE (ucieczka emisji).
- Może to w konsekwencji doprowadzić do pogorszenia się salda rachunku obrotów bieżących Polski, w szczególności salda obrotów towarowych. Z drugiej strony, możliwe jest też stopniowe zwiększanie się napływu kapitału z zagranicy, poprawiającego saldo obrotów kapitałowych, m.in. w związku z realizacją niezbędnych inwestycji (choć ostatni efekt wystąpi raczej w średnim okresie).
- Możliwym kanałem łagodzącym spadek eksportu oraz sprzyjającym napływowi inwestycji zagranicznych jest natomiast ewentualna deprecjacja złotego (w związku ze spadkiem eksportu, a przez to pogorszeniem się salda rachunku obrotów bieżących).
- Możliwe jest też zróżnicowanie cen uprawnień do emisji CO₂ w sektorach ETS i non-ETS. Cel ograniczenia emisji w sektorach non-ETS jest mniej ambitny w przypadku Polski niż w sektorach ETS (w szczególności w energetyce), ale brak tu międzynarodowego rynku uprawnień do emisji (nie można ich importować). Implikowany kierunek zmian cen względnych produktów sektorów ETS i non-ETS jest zatem nieoczywisty. W dalszej kolejności efekt ten może się propagować przez przepływy międzygałęziowe.

3.3 Efekty średniookresowe

3.3.1 Efekty średniookresowe, które pojawiają się w reakcji na efekty krótkookresowe

Zamierzonym efektem wprowadzenia pakietu energetyczno-klimatycznego jest oczywiście spadek emisji CO₂. Oprócz tego, będzie on jednak oddziaływać na gospodarkę w średnim okresie również przez szereg innych kanałów, wymienionych poniżej.

- Pakiet wywoła z pewnością zmiany technologii produkcji, tak by gospodarka w mniejszym stopniu opierała się na (drożących) wysokoemisyjnych półproduktach oraz zużywała mniej (drożącą) energię elektryczną. Zmiany technologii produkcji spodziewane są zarówno w ramach sektorów ETS, jak i non-ETS.
 - W konsekwencji zmian technologii produkcji powinien nastąpić wzrost przeciętnej produktywności pracy i spadek przeciętnych kosztów w porównaniu do sytuacji sprzed zmiany technologii (ale nie wobec sytuacji sprzed wdrożenia pakietu energetyczno-klimatycznego). Oba tym efektom może przeciwdziałać ewentualny wzrost zatrudnienia ogółem ze względu na przejście niektórych gałęzi gospodarki na bardziej pracochłonne metody produkcji (choć jest to scenariusz raczej mało prawdopodobny).
 - W konsekwencji zmian technologii produkcji powinien nastąpić dalszy spadek zapotrzebowania na produkty wysokoemisyjne (w tym energię elektryczną).
 - W konsekwencji zmian technologii produkcji powinna nastąpić częściowa odbudowa popytu i korekta w dół cen produktów gałęzi wykorzystujących wysokoemisyjne półprodukty (w tym gałęzi energochłonnych).
- Spadek produkcji może spowodować zamykanie niektórych zakładów, zmniejszenie zatrudnienia ogółem i w konsekwencji wzrost bezrobocia.
- Możliwy jest też dalszy wzrost importu dóbr i półproduktów wysokoemisyjnych, zwłaszcza z krajów poza UE. Ponadto niektóre spośród dóbr i półproduktów wysokoemisyjnych mogą przestać być produkowane w Polsce (ucieczka emisji).
- Możliwy jest również import energii elektrycznej z krajów sąsiadujących, o ile będzie to opłacalne. Wiadomo, że istnieją pewne możliwości techniczne dla ww. importu.

- Z drugiej strony, niektóre zmiany technologii produkcji mogą wymagać dodatkowych inwestycji – co może spowodować przejściowy wzrost popytu na dobra inwestycyjne oraz wzrost popytu w sektorze budowlanym i transportowym. Konieczność realizacji dodatkowych inwestycji sprzyja ponadto napływowi kapitału zagranicznego i – w konsekwencji – poprawie salda obrotów kapitałowych.
- Spadek konkurencyjności w sektorach wysokoemisyjnych, w tym proeksportowych, zwiększy relatywną opłacalność inwestycji w branżach usługowych oraz high-tech, przyspieszając tym samym konwergencję *struktury* gospodarki Polski względem struktury gospodarek krajów UE-15.

3.3.2 Efekty średniookresowe, których siła zależy będzie od tego, w jakim tempie i na jaką skalę podjęte zostaną kroki w kierunku wdrożenia pakietu energetyczno-klimatycznego

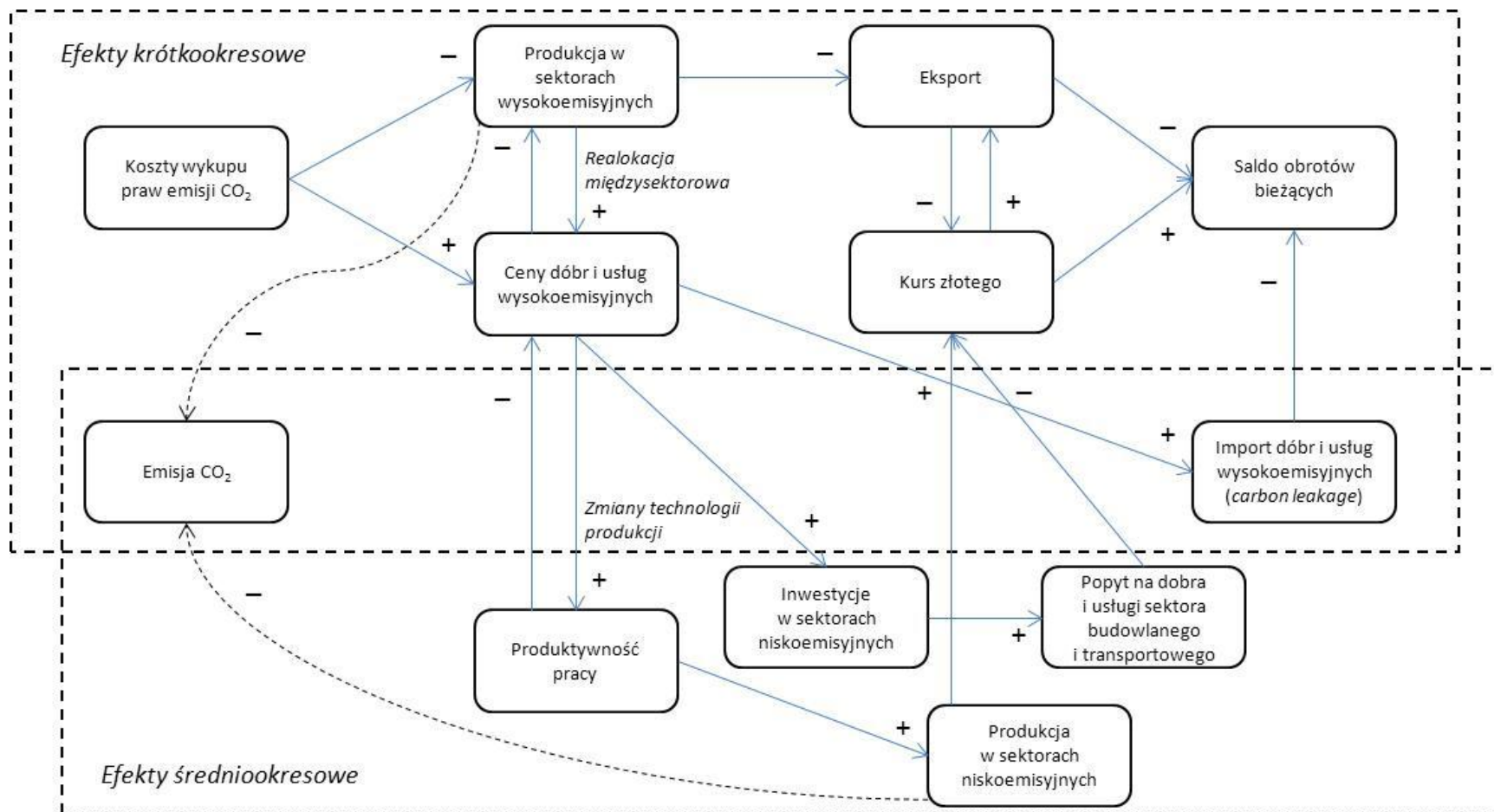
- Konieczne będą inwestycje w poprawę efektywności energetycznej produkcji oraz zmniejszenie zużycia energii przez gospodarstwa domowe. Wywoła to przejściowy, pozytywny impuls popytowy i wzrost inwestycji w wybranych sektorach gospodarki. W dalszej perspektywie można spodziewać się trwałego obniżenia emisyjności i odbudowy konkurencyjności polskiego PKB w porównaniu do pozostałych krajów UE.
- Ze względu na zobowiązanie znacznego zwiększenia udziału produkcji energii ze źródeł odnawialnych – konieczne będą inwestycje w odnawialne źródła energii, w szczególności w elektrownie wiatrowe (które są w warunkach polskich korzystniejszą opcją niż ogniwa słoneczne bądź pozyskiwanie energii z biomasy⁴⁴). Elektrownie takie charakteryzują się wysokim kosztem instalacji, lecz minimalnym kosztem eksploatacji w dalszych latach. Inwestycje te wywołają impuls popytowy w sektorze budowlanym i sektorach powiązanych (który będzie następnie propagowany przez macierz przepływów międzygałęziowych). W dalszej perspektywie należy się też spodziewać wzrostu zatrudnienia w branżach związanych z odnawialnymi źródłami energii.
- Zwiększenie mocy elektrowni innych niż węglowe mogłoby zwiększyć podaż energii i przez to (zwłaszcza wobec spadku energochłonności produkcji i konsumpcji) spowodować spadek jej ceny, ale ponieważ równocześnie konieczne będzie stopniowe wygaszanie elektrowni węglowych, więc efekt ten raczej nie będzie odczuwany.
- Kontynuowany wzrost gospodarczy wraz z wymogiem stopniowego wygaszania elektrowni węglowych zwiększał będzie zapotrzebowanie na energię elektryczną ponad dodatkowe moce generowane ze źródeł odnawialnych. W średnim okresie konieczna będzie więc również budowa elektrowni atomowych. Elektrownie takie charakteryzują się bardzo wysokim kosztem budowy oraz niskim kosztem eksploatacji. Istotną cechą elektrowni atomowych jest bardzo długi czas budowy (szacowany na 10-12 lat). Dzięki nim możliwe będzie jednak osiągnięcie znaczącego obniżenia emisyjności polskiego PKB.
- Możliwy jest też wzrost zatrudnienia o charakterze administracyjnym: niezbędny będzie bowiem monitoring wdrażania pakietu energetyczno-klimatycznego, realizacji projektów energetyki odnawialnej i atomowej, a także ewaluacja i konsulting.
- Możliwe jest ponadto wystąpienie efektów przestrzennych: spadku produktywności pracy i wzrost bezrobocia w regionach dotychczasowej koncentracji wysokoemisyjnych przemysłów oraz wydobywania węgla (dotyczy to w szczególności aglomeracji śląskiej oraz rejonów wydobywania węgla brunatnego i opartej na nim energetyki – m.in. Bełchatów i Konin); wzrostu produktywności pracy i popytu na pracę w rejonach koncentracji rozwijającej się energetyki wiatrowej i atomowej (np. Pomorze). Okoliczności te implikować będą więc konieczność przyspieszenia trwającego już od lat 90. procesu zmian struktury sektorowej produkcji w aglomeracji śląskiej.

⁴⁴ Źródło: Bank Światowy (2011)

- Dalszy wzrost wydatków budżetowych w celu sfinansowania ww. inwestycji wymaga pozyskania dodatkowych środków w porównaniu do scenariusza *business-as-usual* (co oznacza zwiększone podatki, akumulację długu lub obniżenie innych wydatków).

Schemat wybranych kanałów oddziaływania PEK na gospodarkę Polski, z wyszczególnieniem efektów krótko- i średniookresowych, przedstawiono na rysunku 23.

Rysunek 23 Schemat kanałów oddziaływania pakietu energetyczno-klimatycznego na gospodarkę Polski w krótkim i średnim okresie.



Uwaga: znakiem „+” oznaczono wpływ dodatni (zwiększenie) danej zmiennej; znakiem „-” oznaczono wpływ ujemny (zmniejszenie). W przypadku kursu złotego przyjęto, że „+” oznacza aprecjację, a „-” deprecjację.

Źródło: opracowanie własne.

4 Przegląd wyników badań empirycznych

4.1 Wstęp

W ostatnich latach powstało kilka opracowań badających potencjalny wpływ wprowadzenia pakietu energetyczno-klimatycznego na gospodarki krajów Unii Europejskiej. Ich przeglądowi poświęcony jest niniejszy rozdział. Część badań dotyczyła Unii Europejskiej jako całości, a część z nich skupiała się na analizie wpływu pakietu na poszczególne gospodarki europejskie. W dalszej części rozdziału omówiono także analizy potencjalnych skutków PEK w gospodarce polskiej.

4.2 Stosowane podejścia badawcze

Cytowane badania w większości skupiały się na długoterminowych efektach wprowadzenia PEK (efekty do 2020 lub nawet bardziej odległy horyzont) i prezentowały przede wszystkim jego wpływ na poziom PKB, konsumpcji prywatnej, inwestycji czy zatrudnienie. Rzadziej prezentowany był wpływ pakietu na inflację. W wielu opracowaniach nie szacowano efektów wprowadzenia PEK na gospodarki badanych krajów, a jedynie szacowano jego koszt (wyrażany najczęściej jako odsetek PKB). Przy uwzględnianiu efektów wprowadzenia pakietu uwzględniano zarówno koszt ograniczenia emisji gazów cieplarnianych (przede wszystkim CO₂), jak i koszty związane ze zwiększeniem udziału energii odnawialnej.

Jako scenariusz podstawowy (*Business as usual scenario* – BAU) przyjmowano sytuację, w której kraje nie są zobowiązane zmniejszać emisji gazów cieplarnianych ani zwiększać udziału odnawialnych źródeł energii. Scenariusze BAU bazowały na długookresowych prognozach własnych lub ośrodków zewnętrznych (m.in. prognozach MFW). Ocena wpływu PEK na gospodarkę odbywała się zatem poprzez porównanie odchyleń wskaźników makroekonomicznych od ścieżki scenariusza podstawowego (BAU). W dostępnych pracach uwzględniano często po kilka możliwych scenariuszy wprowadzenia pakietu, uwzględniających m.in. różne ceny zakupu uprawnień do emisji, skalę handlu uprawnieniami do emisji, uwzględnienie mechanizmów wspólnych wdrożeń (JI) i czystego rozwoju (CDM), poziom cen surowców energetycznych czy prognozowane tempo wzrostu gospodarczego.

Badając wpływ pakietu energetyczno-klimatycznego na gospodarkę autorzy w pierwszej kolejności badali jego wpływ na sektor energetyczny (m.in. za pomocą analizy zmian krzywej kosztów redukcji emisji gazów cieplarnianych, modeli równowagi sektora energetycznego np. PRIMES, GAINS). Następnie za pomocą modeli równowagi ogólnej (CGE, DSGE) szacowano wpływ zmian w sektorze energetycznym na pozostałą część gospodarki.

4.3 Wpływ pakietu energetyczno-klimatycznego na kraje Unii Europejskiej

Kiedy na początku 2007 r. Unia Europejska ogłosiła plan wprowadzenia pakietu, rozpoczęły się również prace mające na celu zbadać jego potencjalny wpływ na europejską gospodarkę. Ich efektem było opracowanie Komisji Europejskiej (2008), które pokazywało prognozowane koszty i wpływ na gospodarkę dla poszczególnych krajów i całej Unii Europejskiej w okresie 2005-2020. Przy założeniu jednoczesnego zredukowania emisji gazów cieplarnianych o 20% i zwiększenia udziału energii odnawialnej do 20% koszt pakietu dla całej Unii Europejskiej wyniósłby w 2020 r. 92 mld EUR, co równałoby się 0,58% PKB szacowanego dla tego roku. Koszt ten byłby zdecydowanie wyższy w przypadku „nowych krajów członkowskich UE”. Najsilniej odczuwalny byłby on w Bułgarii, Estonii i Rumunii, gdzie wyniósłby ponad 2% PKB. W przypadku Polski koszt wprowadzenia pakietu energetyczno-klimatycznego miałby wynieść 1,26% PKB, co również byłoby wynikiem zdecydowanie wyższym niż średnia dla krajów UE-27. Koszt ten zmniejsza się, zwłaszcza w przypadku nowych krajów członkowskich, po uwzględnieniu mechanizmów JI/CDM oraz możliwości handlu certyfikatami energii odnawialnej (*guarantees of origin*). Zastosowanie tego typu mechanizmów spowodowałoby

zmniejszenie skali ograniczenia emisji gazów cieplarnianych wewnątrz UE i jednocześnie wpłynęłoby na znaczący spadek cen uprawnień do emisji w sektorach objętych ETS. W UE-27 koszt wyniósłby wówczas 0,45% PKB, a w Polsce spadłby niemal do zera (0,02% PKB). W opracowaniu pokazano również skutki wprowadzenia pakietu na długofalowy wzrost gospodarczy. W przypadku UE-27 w okresie 2005-2020 PKB wzrósłby o 0,54 pp. wolniej niż w przypadku scenariusza BAU. Konsumpcja w tym okresie rosłaby wolniej o 0,1 pp., a zatrudnienie byłoby niższe o 0,4 pp. W przypadku Polski efekty byłyby silniejsze i wyniosłoby odpowiednio 1,6 pp. wolniejszego wzrostu PKB, 2 pp. – konsumpcji i 0,9 pp. – zatrudnienia. Dane te dotyczą scenariusza, w którym nie uwzględniono dochodów płynących z aukcji uprawnień do emisji (*free allocation*), a także założono relatywnie niski poziom cen surowców energetycznych (cena ropy 55-61 USD/baryłkę). W przypadku uwzględnienia zysków z tytułu uprawnień do emisji oraz przekazywania ich do sektora gospodarstw domowych, a także zakładając niemal dwukrotnie wyższe ceny energii, ujemny wpływ pakietu klimatycznego na wzrost gospodarczy zmniejsza się, przede wszystkim poprzez wzrost konsumpcji prywatnej. W całej UE-27 skala zmniejszenia wzrostu PKB w analizowanym okresie wyniosłaby wówczas 0,35 pp., a przy uwzględnieniu mechanizmów JI/CDM 0,21 pp. Efekt ten byłby obecny w niemal wszystkich krajach członkowskich. W przypadku Polski negatywny wpływ pakietu na dynamikę PKB zmniejszyłby się do 0,9 pp. Opracowanie prezentuje także wpływ pakietu na ceny energii w UE-27. Koszty produkcji energii elektrycznej miałyby się zwiększyć o 13-33% (w zależności od założonej ceny uprawnień do emisji i obecności mechanizmów JI/CDM), co miałoby przełożyć się na wzrost cen energii dla gospodarstw domowych o ok. 4,4-6,8%.

Badania oparte na zbliżonej metodyce zaprezentowano również w Capros et al. (2011)⁴⁵. W tym przypadku analizy skupiły się jednak na szacowaniu kosztów wprowadzenia pakietu energetyczno-klimatycznego. W porównaniu z proponowanym przez Komisję Europejską projektem pakietu, badanie rozszerzono o kilka scenariuszy uwzględniających w różnych kombinacjach m.in. możliwość handlu certyfikatami energii odnawialnej, wpływ mechanizmów JI/CDM na wysokość cen uprawnień do emisji, czy też scenariusze zakładające jedynie częściowe wypełnienie wiążących się z przyjęciem pakietu. Dodatkowo uwzględniono wpływ różnych poziomów cen surowców energetycznych na koszt wprowadzenia pakietu. Zastosowanie metodyki podobnej do opracowania Komisji Europejskiej (2008) zaowocowało również podobnymi wynikami. W scenariuszu, w którym koszty pakietu są równo podzielone na wszystkie kraje UE i sektory gospodarki (*cost efficiency scenario*) koszt ten wynosi do 2020 r. 0,58% PKB. Koszty zwiększają się do 0,71% PKB w przypadku scenariusza Komisji Europejskiej bez możliwości zastosowania mechanizmu CDM oraz handlu certyfikatami energii odnawialnej. Z kolei najniższy koszt występuje w przypadku rezygnacji z ograniczeń emisji gazów cieplarnianych, a jedynie zagwarantowaniu odpowiedniego udziału odnawialnych źródeł energii w gospodarce.

Badanie dla 27 krajów Unii Europejskiej zaprezentowane zostało także w Zagame et al. (2009). Dostosowanie gospodarek UE-27 do wymogów pakietu spowoduje, zdaniem autorów, spadek konkurencyjności europejskich gospodarek. W wariantcie zakładającym przeznaczenie całości dochodów z tytułu sprzedaży uprawnień do emisji na spłatę zadłużenia sektora publicznego, doprowadzi to do obniżenia tempa wzrostu PKB (łącznie o 0,6% do 2020 r.), konsumpcji prywatnej (0,6%) inwestycji (2,2%) oraz zatrudnienia (0,2%). W niemal wszystkich, poza produkcją energii elektrycznej, działach przemysłu nastąpi spadek wartości produkcji sprzedanej. Największy w przetwórstwie i rafinacji ropy naftowej – o 19% do 2020 r. W Polsce, podobnie jak w pozostałych nowych krajach członkowskich Unii Europejskiej, wpływ wprowadzenia pakietu na gospodarkę będzie większy. Do 2020 r. PKB ma być niższy łącznie o 1% wobec scenariusza BAU, konsumpcja o 1,2%, inwestycje o 1,8%, a zatrudnienie o 0,8%. Związany z wprowadzeniem pakietu wzrost cen energii spowoduje wzrost inflacji. Łączny wzrost cen do 2020 r. w krajach UE-27 będzie o 1,1 pp., a w Polsce o 3 pp. wyższy. Zmiana rozdysonowania środków publicznych uzyskanych ze sprzedaży uprawnień do emisji spowodowałaby jednak złagodzenie tego

⁴⁵ Wcześniej również w podobnym opracowaniu Capros et al. (2008).

efektu⁴⁶, a w dłuższej perspektywie nawet przyspieszenie wzrostu gospodarczego i spadek inflacji, zarówno w krajach „starej”, jak i „nowej” Unii Europejskiej, w tym w Polsce. Jako alternatywne możliwości przeznaczenia tych środków autorzy proponują obniżenie w podobnym zakresie składki na ubezpieczenie społeczne (spadek pozapłacowych kosztów pracy) oraz przeznaczenie części wpływów na dodatkowe wydatki na badania i rozwój.

Kretschmer et al. (2009) badali m.in. wpływ wprowadzenia lokalnych rozwiązań opodatkowania sektorów non-ETS na poziom konsumpcji gospodarstw domowych w Unii Europejskiej. W przypadku jednolitego systemu handlu uprawnieniami do emisji dla całej gospodarki, spadek konsumpcji do 2020 r. ma wynieść dla UE-27 ok. 2% wobec BAU. W przypadku nowych krajów członkowskich ma on być niższy – 1,3%. W wariantcie uwzględniającym wprowadzenie indywidualnych systemów opodatkowania sektorów non-ETS w poszczególnych krajach, spadek konsumpcji w UE-27 wzrasta do 2,5%, natomiast wśród nowych jej członków spada do 1%. Różnica w spadku konsumpcji dla krajów „starej” i „nowej” UE wynikać ma z różnicy w cenie uprawnień do emisji dla sektorów non-ETS. W nowych krajach członkowskich ma być ona zbliżona do ceny dla sektorów ETS, podczas gdy w pozostałych krajach UE będzie ona nawet pięciokrotnie wyższa.

Podobne zagadnienia analizowali Boeters i Koornneef (2010). Twierdzą oni, że ograniczenie emisji gazów cieplarnianych o 20% spowoduje spadek poziomu konsumpcji gospodarstw domowych o 0,28% w 2020 r. przy założeniu jednolitej ceny uprawnień do emisji dla całej gospodarki. W połączeniu z koniecznością zwiększenia do 20% produkcji energii ze źródeł odnawialnych spowoduje dalszy, aczkolwiek niewielki, jej spadek do 0,3%. W przypadku wprowadzenia zróżnicowanych cen uprawnień do emisji dla sektorów ETS i non-ETS, zagregowany spadek konsumpcji zwiększa się do 0,4%.

Böhringer et al (2009a) również badali wpływ zróżnicowania cen uprawnień do emisji na łączny koszt wprowadzenia pakietu na poziom konsumpcji w krajach UE. Na podstawie wyników uzyskanych z trzech modeli CGE oszacowali oni zagregowany spadek konsumpcji do 2020 r. wynikający z wprowadzenia pakietu na 0,5-2%. Obliczenia te zakładają jedną cenę uprawnień do emisji dla całej UE-27, zarówno dla sektorów ETS, jak i non-ETS. Wprowadzenie dwu oddzielnych cen zwiększyłoby koszt dla gospodarstw domowych w Europie średnio o 50%, natomiast wprowadzenie rozwiązań regionalnych dla sektorów non-ETS o dodatkowe 40%.

Również w badaniu Böhringer et al (2009b) autorzy doszli do wniosku, że wprowadzenie przez każdy kraj członkowski UE własnych uregulowań ograniczenia emisji w sektorach non-ETS spowodowałoby duży wzrost cen uprawnień do emisji w tych sektorach i tym samym wpłynęłoby na dodatkowy spadek konsumpcji. Dodatkowo autorzy analizowali koszty wprowadzenia pakietu w zależności od przewidywanego tempa wzrostu gospodarczego – różnice w tempie wzrostu są jednym z powodów wyższych kosztów PEK w krajach Europy Środkowej i Wschodniej w stosunku do krajów EU-15. W przypadku przyspieszenia rocznego tempa wzrostu PKB o 0,5 pp. koszt redukcji emisji gazów cieplarnianych do 2020 r. wyraźnie wzrasta (o ok. 40%), co wynika przede wszystkim z jego wzrostu w sektorach non-ETS. Z odwrotnej sytuacji (spadek dynamiki PKB o 0,5 pp.) koszt wprowadzenia pakietu zmniejsza się o 35%.

Tol (2011) przedstawił podsumowanie prognoz modelowych⁴⁷ wpływu pakietu energetyczno-klimatycznego. Uśrednione wyniki pokazują, że wprowadzenie założeń pakietu spowoduje spadek konsumpcji prywatnej o 1,3% w Unii Europejskiej wobec scenariusza BAU w latach 2013-2020. W przypadku Polski koszty byłyby podobne – 1,4%.

⁴⁶ Podobne wnioski uzyskano w symulacjach przeprowadzonych na potrzeby niniejszego opracowania.

⁴⁷ Modele te zostały opisane w ww. opracowaniach, które bazowały na wynikach symulacji z nich uzyskanych. M.in. PRIMES w Capros et al. (2011), PACE w Böhringer et al (2009b), DART w Kretschmer et al. (2009), WorldScan w Boeters, Koornneef (2010) czy Gemini-E3 w Böhringer et al (2009a).

Istnieje również kilka badań analizujących wpływ wprowadzenia pakietu energetyczno-klimatycznego na poszczególne kraje Unii Europejskiej. Opracowanie Departamentu Energii i Zmian Klimatu Wielkiej Brytanii (Department of Energy and Climate Change, 2009) zakłada skumulowany spadek PKB o 0,35% do 2020 r. i 0,85% do 2050 r. Z powodu wprowadzenia pakietu najbardziej ucierpiałaby sektory zajmujące się wydobywaniem gazu i ropy naftowej, w których wartość dodana zmniejszyłaby się wobec scenariusza BAU o odpowiednio 8% w 2020 r. i 10% i 14% w 2050 r. Autorzy uważają, że wprowadzenie mechanizmu CDM nie zmieniłoby istotnie tych wyników. Wprowadzenie pakietu spowodowałoby również wyraźny wzrost ceny energii elektrycznej i gazu. W przypadku gospodarstw domowych do 2020 r. wyniosłoby on ok. 12-13% w przypadku elektryczności i 14%-24% w przypadku gazu. Wzrost cen dla sektora przemysłowego byłby wyższy i wyniosłoby odpowiednio 16%-18% i 28%-47%. Warto jednak zauważyć, że w badaniu założono niezmiennosc popytu na energię.

Di Cosmo i Hyland (2011) przeprowadziły badanie wzrostu cen energii w Irlandii w wyniku wprowadzenia pakietu na gospodarkę. Zdaniem autorów wpływ pakietu na PKB najsilniejszy będzie w początkowej fazie jego wprowadzenia z powodu spadku popytu na paliwa, zwłaszcza na ropę naftową. Autorzy zakładają, że całość dochodów uzyskana z tytułu wprowadzenia pakietu zostanie przeznaczona na zmniejszenie długu publicznego. Szacunki pokazują, że PKB w 2013 r. ma być o 0,13% niższy w porównaniu ze scenariuszem BAU. W kolejnych latach różnica ta ma się jeszcze zwiększać, do 0,21% w 2025 r. Spowolnienie to wynikać ma przede wszystkim ze słabnącej konsumpcji, która ma być odpowiednio o 0,29% w 2013 r. i 0,37% w 2025. Z kolei początkowy spadek inwestycji (-0,17% w 2013 r.), w kolejnych latach ma być zrekompensowany większymi nakładami inwestycyjnymi związanymi z wprowadzaniem bardziej energooszczędnych technologii i w 2025 r. osiągnęłyby one poziom taki sam jak w scenariuszu BAU. Jednocześnie niższy popyt na surowce wpłynie na poprawę salda obrotów bieżących (o 0,43% PNB w 2013 r. i 0,93% PNB w 2025 r.), a dochody z tytułu sprzedaży praw do emisji zmniejszą deficyt sektora finansów publicznych (o 0,5% PNB w 2013 r. i 1% PNB w 2025 r.). Zdaniem autorów, negatywny efekt wprowadzenia pakietu na gospodarkę, a zwłaszcza konsumpcję, można by zmniejszyć przeznaczając część dochodów ze sprzedaży praw do emisji na pobudzanie konsumpcji, jednak wydaje się to mało prawdopodobne w zmagającej się z kryzysem finansów publicznych Irlandii.

Conefrey et al. (2008) w swoich badaniach uwzględnili analizę wpływu wprowadzenia pakietu energetyczno-klimatycznego w Irlandii na poziom cen energii i inflacji. W przypadku przeznaczenia całości dochodów na finansowanie zadłużenia sektora finansów publicznych, ceny energii w Irlandii odnotowałyby duży wzrost (17,1% dla przemysłu i 3,3% dla gospodarstw domowych do 2020 r.), co spowodowałoby wzrost inflacji o 0,25 % w tym okresie. Zdaniem autorów wzrostu cen energii można by uniknąć przeznaczając dochody ze sprzedaży uprawnień do emisji na transfery dla gospodarstw domowych lub obniżając podatki dochodowe.

Szacunek kosztu wprowadzenia pakietu w Belgii został przedstawiony w opracowaniu Bossier et al (2010). Ma on do 2020 r. wynieść 1,2 mld EUR, co stanowić ma 0,3% PKB w 2020 r. Ceny energii do 2020 r. mają się zwiększyć o 1,9% wobec scenariusza BAU. Szczególnie widoczne ma to być w przypadku gospodarstw domowych (wzrost o 2,3%) i transportu (4,3%). Zdaniem autorów to nie oczekiwane wyższe ceny energii stanowić mają największą część tego kosztu, ponieważ prognozowany jest spadek popytu na energię. Jedynie w sektorze transportowym ceny energii wydają się być kluczową pozycją generującą koszty. Głównym kosztem wprowadzenia pakietu dla pozostałych sektorów gospodarki ma być dostosowanie obecnych technologii do nowych źródeł energii, utracone korzyści, a także koszty zakupu dodatkowych uprawnień do emisji.

Niemal wszystkie badania sugerowały, że wprowadzenie pakietu energetyczno-klimatycznego będzie generować koszty dla gospodarki, co w długim okresie przyczyni się do spadku PKB, przede wszystkim poprzez spadek tempa wzrostu konsumpcji gospodarstw domowych. Koszt wprowadzenia ograniczeń można jednak zmniejszyć poprzez umiejętne wydatkowanie wpływów z tytułu sprzedaży praw do emisji (m.in. pobudzanie konsumpcji, czy też inwestycje we wzrost konkurencyjności).

4.4 Wpływ pakietu na Polskę

Wpływ wprowadzenia pakietu energetyczno-klimatycznego na polską gospodarkę został przedstawiony w badaniu Banku Światowego (2011). Na podstawie modelu CGE ROCA oszacowano, że dostosowanie polskiej gospodarki do wymagań pakietu spowoduje niższy wzrost PKB do 2020 r. o 1,4% wobec scenariusza BAU. Bezrobocie w tym okresie byłoby wyższe o 0,53%. Koszt dla Polski byłby niemal trzykrotnie wyższy od średniej dla pozostałych krajów Unii Europejskiej (PKB -0,55%, bezrobocie 0,17%). Scenariusz ten zakłada jednak zróżnicowane ceny uprawnień do emisji dla sektorów ETS i non-ETS. W przypadku umożliwienia handlu uprawnieniami do emisji pomiędzy sektorami oraz dodatkowo uwzględnienia mechanizmu CDM, koszty, zarówno dla Polski, jak i pozostałych krajów Unii Europejskiej, zmniejszyłyby się nawet pięciokrotnie.

W opracowaniu wykorzystano także symulacje z wykorzystaniem modelu DSGE MEMO opisanego w Bukowski i Kowal (2010). Szacunki modelu MEMO pokazują jedynie wpływ ograniczenia emisji gazów cieplarnianych na polską gospodarkę, natomiast nie uwzględniają kosztów związanych ze zwiększeniem udziału energii uzyskiwanej ze źródeł odnawialnych. W modelu wykorzystano przekształcenia krzywej kosztów redukcji gazów cieplarnianych, zaproponowanej w McKinsey (2009). Autorzy założyli, że część kosztów związana z ograniczeniem emisji zostanie przerzucona na sektor finansów publicznych. Autorzy zaproponowali kilka sposobów neutralizacji tych kosztów, które są jednocześnie podstawą dla scenariuszy opisujących wpływ redukcji emisji na gospodarkę. Poszczególne scenariusze zakładają ograniczenie transferów socjalnych, spadek konsumpcji publicznej, wzrost stawek podatków dochodowych oraz VAT. Ostatnie z tych rozwiązań (wzrost VAT) wykorzystano jako podstawa dla scenariusza bazowego. Według tego scenariusza PKB w 2015 r. będzie o 1,53% niższe wobec scenariusza BAU, konsumpcja o 1,85%, a zatrudnienie o 2,59%. W 2020 r. różnica w wysokości PKB i konsumpcji prywatnej jeszcze się pogłębi (do odpowiednio 1,79% i 2,88%), natomiast zmniejszy się różnica w poziomie zatrudnienia (do 0,52%). W 2030 r. będzie można zaobserwować już pozytywne efekty ograniczenia emisji. Spadki konsumpcji wyraźnie się zmniejszą, natomiast PKB osiągnie już poziom nieznacznie wyższy niż w przypadku scenariusza BAU. Negatywny wpływ ograniczenia emisji gazów cieplarnianych będzie miał przede wszystkim wpływ na sektory objęte ETS. Dotyczy to zarówno spadku wielkości produkcji, jak i zatrudnienia. Wpływ na sektory non-ETS będzie zdecydowanie mniejszy.

5 Własne badania empiryczne. Wprowadzenie i założenia

Kolejne rozdziały opracowania poświęcone są opisowi wyników przeprowadzonych w NBP badań empirycznych dotyczących krótkookresowych skutków wdrożenia pakietu energetyczno-klimatycznego. W rozdziale 6 przedstawiono wyniki szacunków wpływu PEK na gospodarkę realną. W pracy tej zastosowano policzalny model równowagi ogólnej (CGE), pozwalający prześledzić reakcję głównych zmiennych makroekonomicznych, ale także sektorów produkcyjnych gospodarki oraz gospodarstw domowych. Symulacja ta nie dostarcza jednak informacji na temat zmian w sferze nominalnej gospodarki, a w szczególności zmian w poziomie inflacji wywołanych wdrożeniem pakietu.

Wpływ PEK na sferę nominalną przeanalizowano w dalszych rozdziałach. Pogłębioną analizę reakcji wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych (CPI) przy użyciu modeli *pass-through* przedstawiono w rozdziale 7. W rozdziale 8 przedstawiono analizy wykorzystujące model makroekonomiczny NECMOD, używany w Instytucie Ekonomicznym NBP do opracowywania *Projekcji inflacji i PKB*. W symulacjach modelowych oszacowano odchylenia ścieżek zmiennych wykorzystywanych w projekcji będących skutkiem wprowadzenia PEK.

Tekst zamykają dwie analizy mikroekonomiczne. Pierwsza z nich (rozdział 9) dotyczy wpływu polityki redukcji emisji CO₂ w ramach PEK na sytuację gospodarstw domowych. Dzięki niej oszacowano skalę zmian w obciążeniu gospodarstw domowych wydatkami na energię. Badanie przeprowadzono w kontekście zagadnienia ubóstwa energetycznego.

Druga z analiz mikroekonomicznych dotyczy spodziewanych zmian w sytuacji przedsiębiorstw. Przedstawione w rozdziale 10 wyniki przeprowadzonej przez NBP ankiety dotyczą oczekiwań przedsiębiorstw związanych z PEK. Szczególną uwagę poświęcono zagadnieniom takim, jak spodziewany wzrost inwestycji w technologie niskoemisyjne, jak również możliwości przeniesienia produkcji za granicę.

Wszystkie analizy, opisane w kolejnych rozdziałach, prowadzone były przy użyciu spójnych założeń. Dotyczy to w szczególności spodziewanych wielkości emisji w kolejnych latach oraz cen zbywalnych uprawnień do emisji gazów cieplarnianych - EUA⁴⁸.

Szacunki przyszłej ceny EUA charakteryzują się wysoką niepewnością, gdyż w obecnym kształcie systemu handlu uprawnieniami do emisji większość uprawnień jest przyznawana przedsiębiorstwom bezpłatnie. W związku z tym, rynek tego instrumentu odznacza się bardzo niskimi obrotami i brakiem ciągłości prowadzenia transakcji. Ze względu na tę niepewność, w badaniach empirycznych zdecydowano się rozważyć kilka wariantów kształtowania się przyszłej ceny EUA (Tabela 9).

Tabela 9 Rozważane warianty cen uprawnień do emisji 1 tony CO₂

Opis	Cena
Minimalna cena historyczna	8 EUR
Przeciętna cena historyczna	14 EUR
Maksymalna cena historyczna	29 EUR
Maksymalna cena historyczna + 3 odch. st.	40 EUR

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych historycznych

Wariant 8 EUR (za tonę emisji CO₂) zakłada utrzymanie się średniej ceny ważonej wolumenem obrotów z dwóch tygodni poprzedzających badanie. Jest to jednocześnie minimalna cena historyczna (z

⁴⁸ Ceny uprawnień do emisji CO₂ (EUA) pochodzą z europejskiej giełdy Bluenext.

wyłączeniem okresów załamania się ceny pod koniec pierwszego okresu rozliczeniowego oraz przerw w funkcjonowaniu giełdy).

W scenariuszu 14 EUR przyjęto że cena uprawnień będzie kształtowała się na poziomie średnim dla notowań uprawnień EUA dla okresu 26.02.2008 r. – 06.12.2011 r. Jest to drugi okres handlu uprawnieniami wyodrębniony przez obowiązującą obecnie Dyrektywę ETS. Na uwagę zasługuje załamanie cen w końcu 1 etapu EU ETS (por. Rysunek 44 w załączniku). Wynikało ono z pojawienia się nadmiaru uprawnień do emisji, których nie można było wykorzystać po 2007 r. W przypadku 2 etapu takiego ryzyka nie ma, gdyż niewykorzystane uprawnienia będzie można umarzać także w ramach rozliczeń w 3 etapie. Kolejny wariant zakłada cenę uprawnień na maksymalnym notowanym poziomie w obecnym okresie rozliczeniowym (29 EUR).

Ostatni z rozpatrywanych scenariuszy ma charakter ostrzegawczy, i zakłada że cena uprawnień będzie się kształtować znacznie powyżej wartości historycznych (40 EUR). Osiągnięcie wyższej niż historyczne maksimum ceny ma swoje uzasadnienie w znacznym ograniczeniu bezpłatnych alokacji uprawnień do emisji, które nastąpi po 2013 roku. Spowodowany tym wzrost popytu na zbywalne uprawnienia przy jednoczesnym stopniowym ograniczaniu ich podaży może skutkować wzrostem ceny rynkowej.

Centralny scenariusz wszystkich analiz zakłada cenę uprawnień do emisji CO₂ na poziomie 14 EUR za tonę.

Przyjęte w badaniach empirycznych scenariusze cen uprawnień nie odbiegają znacząco od prognoz przyjmowanych przez zewnętrzne instytucje finansowe i branżowe (średnio 17,4 EUR - por. Tabela 23 w załączniku).

6 Krótkookresowe skutki PEK w gospodarce realnej

6.1 Wprowadzenie

Z przedstawionego wcześniej przeglądu literatury wynika, że najczęściej stosowanym narzędziem analizy skutków zmian w polityce ochrony środowiska, a w szczególności zagadnień związanych z przeciwdziałaniem zmianom klimatycznym, są modele równowagi ogólnej. Modele te pozwalają na ocenę całościowych skutków prowadzonej polityki gospodarczej z uwzględnieniem mechanizmów dostosowawczych wszystkich podmiotów w gospodarce.

Niniejszy rozdział zawiera analizę krótkookresowych skutków pakietu energetyczno-klimatycznego przy użyciu policzalnego modelu równowagi ogólnej rozwijanego od kilku lat w Narodowym Banku Polskim. Przy pomocy modelu przeanalizowano skutki redukcji puli bezpłatnych pozwoleń na emisję dwutlenku węgla przy różnych poziomach cen uprawnień, a także przy alternatywnych założeniach dotyczących prowadzonej przez rząd polityki podatkowej i socjalnej. Zastosowane narzędzie nie pozwala na analizę ogólnego poziomu cen, a prezentowane zmiany dotyczą wyłącznie zmian zachodzących w gospodarce realnej.

6.2 Model równowagi ogólnej CGE

Krótkookresowe skutki pakietu energetyczno-klimatycznego dla gospodarki realnej oszacowano przy użyciu tw. policzalnego modelu równowagi ogólnej (*ang. computable general equilibrium model – CGE*). Model CGE został opracowany przy współpracy szeregu instytucji, w tym Banku Światowego, Narodowego Banku Polskiego, Ministerstwa Finansów oraz Ministerstwa Gospodarki. Model zawiera kilkadziesiąt równań i opisuje proces optymalizacji decyzji przez podmioty ekonomiczne: gospodarstwa domowe maksymalizują użyteczność przy ograniczeniu budżetowym, a przedsiębiorstwa maksymalizują zyski. Zastosowana w niniejszych symulacjach wersja zakłada konkurencję doskonałą na rynkach produktów, usług i czynników produkcji. Szczegółowy opis modelu zawiera publikacja Banku Światowego, Gradzewicz i in., 2006 (elektroniczna publikacja jest ogólnodostępna). W załączniku zaprezentowano jedynie najważniejsze cechy modelu.

6.3 Scenariusze symulacyjne

Model równowagi ogólnej nie zawiera mechanizmu determinowania ceny zbywalnych uprawnień do emisji gazów cieplarnianych. Cena uprawnień do emisji jest zatem jednym z czynników różnicującym scenariusze symulacyjne. Koszt zakupu uprawnień do emisji CO₂ dla wszystkich gałęzi przetwórstwa przemysłowego, a także dla sektora energii oparto w oparciu o dyrektywę ETS – na podstawie historycznej emisji tych sektorów w roku 2008. Jak wcześniej zaznaczono, w scenariuszach przyjęto, że ceny uprawnień wynosić będą 8 EUR, 14 EUR (scenariusz centralny), 29 EUR oraz 40 EUR.

Scenariusze symulacyjne skonstruowano według następującej procedury.

1. Na podstawie przeciętnych 10-letnich stóp wzrostu ekstrapolowano wolumen produkcji wszystkich działów w 2013 i 2014 roku
2. Na podstawie przeciętnych 10-letnich stóp wzrostu oraz przeciętnego 10-letniego wskaźnika cen producenta ekstrapolowano wartość produkcji wszystkich działów w 2013 i 2014 roku
3. Na podstawie danych o emisji CO₂ poszczególnych działów przemysłu, obliczono emisję sektorów na jednostkę produkcji w 2013 i 2014 roku.

4. Na podstawie wytycznych ETS i wskaźników efektywności⁴⁹ obliczono limit bezpłatnych uprawnień dla poszczególnych działów przemysłu w 2013 i 2014.
5. Na podstawie przyjętego poziomu cen pozwoleń na emisję oraz kursu PLN/EUR na poziomie 4,5, oszacowano koszt zbywalnych pozwoleń na emisję i odniesiono go do wartości produkcji.

Oszacowany wydatek na zakup uprawnień do emisji CO₂ jest następnie narzucany na sektory produkcyjne w postaci podatku od produkcji. Należy tutaj również wspomnieć o dwóch dodatkowych założeniach, które poczyniono ze względu na brak szczegółowych danych:

- Sektory non-ETS są traktowane w ten sam sposób, jak sektory ETS
- Nie uwzględnia się częściowego wyłączenia działów narażonych na ucieczkę emisji z ETS⁵⁰.

Tabela 10 Założenia symulacji, cena = 14EUR.

	szacowany wzrost emisji od 2008		koszt pozwoleń w relacji do przychodów	
	2013	2014	2013	2014
Sektor				
artykuły spożywcze i napoje	33%	40%	0,1%	0,2%
wyroby tytoniowe	-15%	-18%	0,0%	0,0%
włókiennictwo	7%	9%	0,1%	0,1%
odzież i wyroby futrzarskie	0%	0%	0,0%	0,0%
skóry wyprawione i wyroby z nich	-7%	-8%	0,0%	0,0%
drewno i wyroby z drewna	25%	31%	0,3%	0,5%
masa włóknista oraz papier	54%	67%	0,7%	1,4%
działalność wydawnicza	0%	0%	0,0%	0,0%
koks i produkty rafinacji	-11%	-11%	0,4%	0,3%
wyroby chemiczne	24%	30%	0,7%	1,2%
wyroby gumowe i z tw. sztucznych	54%	71%	0,1%	0,1%
wyroby z surowców niemetal. pozostałych	34%	43%	2,1%	3,6%
produkcja metali	-4%	-3%	0,8%	0,9%
produkcja wyrobów z metali	48%	65%	0,0%	0,0%
produkcja maszyn i urządzeń	21%	33%	0,0%	0,0%
maszyny biurowe i komputery	218%	297%	0,0%	0,0%
maszyn i aparatury elektrycznej	64%	80%	0,0%	0,0%
sprzętu i urządzeń radiowych i telekomunikacyjnych	0%	0%	0,0%	0,0%
instrumentów medycznych	0%	0%	0,0%	0,0%
pojazdów mechanicznych, przyczep	44%	61%	0,0%	0,0%
pozostałego sp. transportowego	-12%	-11%	0,0%	0,0%
mebli; pozostała działalność produkcyjna	12%	20%	0,0%	0,0%
energia ogółem	1%	3%	5,8%	6,1%

Źródło: Oszacowanie własne na podstawie danych GUS

Ze względu na powyższe założenia, otrzymane w symulacjach wyniki dotyczące reakcji gospodarki należy traktować jako raczej przeszacowane (pesymistyczne), ponieważ zaburzenia narzucone we wszystkich sektorach zgodne są z relatywnie restrykcyjnymi wymogami ETS i nie uwzględniają wyłączeń związanych z ucieczką emisji. Ponadto, przyjęto również, że w krótkim okresie popyt na energię ze strony gospodarstw domowych i przedsiębiorstw jest całkowicie nieelastyczny, jak również nie jest możliwy import energii na znaczną skalę. Szacunki kosztów zakupu uprawnień do emisji CO₂ przedstawiono w tabeli 10.

⁴⁹ Na podstawie Smol (2010).

⁵⁰ Temu zagadnieniu zagadnieniu poświęcono część opisu wyników badań ankietowych.

6.4 Domknięcia modelu

Konstrukcja modelu CGE wymaga wyboru tzw. domknięcia czyli ustalenia niektórych zmiennych na stałym, egzogenicznie ustalonym poziomie. Ustalając jedną ze zmiennych należy uwolnić inną zmienną, tak aby liczba równań modelu była równa liczbie zmiennych egzogenicznych. Standardowy wybór w stosowanym modelu dotyczy reżimu rynku pracy i możliwe są domknięcia:

1. Keynesowskie (KE) – sztywne płace i dopuszczalne bezrobocie
2. Klasyczne (KL) – elastyczne płace i pełne zatrudnienie.

Ze względu na krótkookresowy charakter symulacji, bazowym domknięciem będzie domknięcie keynesowskie. Scenariusze KE8, KE14, KE29 oraz KE40 odpowiadają domknięciu keynesowskiemu przy różnych poziomach cen zbywalnych pozwoleń na emisję. W bazowym domknięciu poziom inwestycji w gospodarce determinowany jest poprzez całkowity poziom oszczędności. Dodatkowe dochody ze sprzedaży pozwoleń na emisję CO₂ zasilają budżet państwa, dzięki czemu deficyt budżetowy maleje i wzrastają oszczędności ogółem. **Scenariusz centralny symulacji to scenariusz KE14.**

Sformułowano również alternatywne domknięcia, które pozwalają na analizę alternatywnych reakcji gospodarki na wprowadzone zaburzenie. Te domknięcia to:

1. Keynesowskie-oszczędności (KO) – stałe inwestycje w gospodarce wymuszają dostosowanie się stóp oszczędności (sztywne płace) – domknięcie to uwzględnia możliwość wygładzania konsumpcji w czasie poprzez redukcję oszczędności gospodarstw domowych i zniwelowanie wzrostu oszczędności ogółem ze scenariusza bazowego.
2. Keynesowskie-transfer (KT) – dodatkowe dochody z handlu uprawnieniami do emisji finansują transfer do gospodarstw domowych częściowo rekompensujący spadek konsumpcji (sztywne płace) – domknięcie to pozwala na analizę skutków dopuszczalnych przez PEK środków łagodzenia skutków redukcji emisji
3. Keynesowskie-double-dividend (KD) – dodatkowe dochody z handlu uprawnieniami do emisji finansują redukcję stawki rentowej (sztywne płace)
4. Klasyczne-double-dividend (KLD) - dodatkowe dochody z handlu uprawnieniami do emisji finansują redukcję stawki rentowej (elastyczne płace)

Scenariusze KD i KLD przewidują zastąpienie zniekształceń cen relatywnych w gospodarce wywołanych narzutami na czynnik pracy, zniekształceniem w postaci narzutów na sektory produkcyjne. Podwójna dywidenda (*double-dividend*) polega na jednoczesnym osiągnięciu dwóch celów – podstawowego, czyli redukcji emisji oraz wtórnego, czyli redukcji innych zniekształceń w gospodarce. Dodatkowe scenariusze zakładają neutralność budżetową (deficyt budżetowy się nie zmienia).

6.5 Wyniki symulacji

6.5.1 Scenariusz podstawowy

W reakcji na wprowadzenie do modelu dodatkowych kosztów uprawnień do emisji, następuje zaburzenie cen energii oraz bezpośrednie i pośrednie zaburzenie cen producenta w pozostałych sektorach ma jednoznacznie ujemny wpływ na aktywność ekonomiczną. W 2013 roku, w scenariuszu centralnym (KE14) przy cenie 14 EUR za tonę emisji CO₂ PKB spada o nieco ponad 0,1% w stosunku do scenariusza BAU (business-as-usual). Ujemny wpływ na PKB może sięgnąć -0,3% w stosunku do scenariusza BAU, przy cenie uprawnień na poziomie 40EUR. Można również obliczyć semielastyczność PKB w modelu względem ceny uprawnień do emisji CO₂: wzrost ceny uprawnień do emisji o 10EUR będzie obniżenie PKB w stosunku do BAU w 2013 roku o dokładnie 0,087%.

Spadek aktywności ekonomicznej i wzrost kosztów wytwarzania dóbr spowoduje spadek spożycia prywatnego o 0,4% w scenariuszu centralnym, a w skrajnych przypadkach spadek ten może wynieść między 0,2% a 1,1% w stosunku do scenariusza BAE. Poziom cen konsumpcyjnych nie odbiega od poziomu deflatora PKB, który jest w modelu niezmienną ceną referencyjną⁵¹.

Wzrost kosztów wytwarzania powoduje spadek eksportu o 0,1% w scenariuszu centralnym, a także spadek importu, wynikający zarówno z mniejszego popytu na dobra pośrednie, jak i zmniejszającego się popytu gospodarstw domowych (efekt dochodowy wzrostu kosztu zakupu energii elektrycznej).

Tabela 11 Podstawowe kategorie makroekonomiczne.

Zmienna	2013				2014			
	KE8	KE14 centralny	KE29	KE40	KE8	KE14 centralny	KE29	KE40
PKB	-0,1	-0,1	-0,3	-0,3	-0,1	-0,1	-0,3	-0,4
Spożycie prywatne	-0,2	-0,4	-0,8	-1,1	-0,3	-0,5	-1,0	-1,3
CPI / Deflator PKB	-0,0	-0,0	-0,0	-0,0	-0,0	-0,0	-0,0	-0,1
Spożycie publiczne	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,0	-0,0	-0,0	-0,1
Inwestycje	0,1	0,2	0,4	0,6	0,0	0,1	0,1	0,2
Eksport	-0,1	-0,1	-0,2	-0,3	-0,0	-0,0	-0,1	-0,1
Import	-0,1	-0,2	-0,5	-0,7	-0,2	-0,4	-0,7	-1,0
Spożycie ogółem	-0,2	-0,3	-0,6	-0,9	-0,2	-0,4	-0,7	-1,0
Popyt krajowy	-0,1	-0,2	-0,4	-0,5	-0,2	-0,3	-0,6	-0,8
D.budżetowy (%PKB)	-0,1	-0,1	-0,3	-0,4	-0,1	-0,1	-0,3	-0,4

Źródło: obliczenia własne przy użyciu modelu CGE. Odchylenia poziomów zmiennych w proc. od scenariusza BAU

Zgodnie z wynikami symulacji, dodatkowe dochody ze sprzedaży uprawnień do emisji CO₂ spowodują spadek deficytu budżetowego o od 0,1 do 0,4 pp. PKB (w scenariuszu centralnym 0,1pp). Należy tutaj nadmienić, że ze względu na ograniczenie aktywności gospodarczej znacząco zmniejsza się baza podatkowa i w związku z tym, spadek deficytu budżetowego (w relacji do PKB) jest ponad dwukrotnie mniejszy niż wielkość dochodów ze sprzedaży uprawnień do emisji (spadają między innymi dochody z PIT oraz CIT). Wzrost oszczędności na poziomie gospodarki wynikający ze wzrostu oszczędności rządowych powoduje wzrost inwestycji o 0,2%. O ile w rzeczywistości można spodziewać się, że pakiet energetyczno-klimatyczny przyczyni się zwiększonej aktywności inwestycyjnej w technologie charakteryzujące się mniejszą emisją CO₂, to model CGE nie uwzględnia szczególnej charakterystyki tych inwestycji. W sytuacji, gdyby nowe inwestycje były finansowane bezpośrednio przez rząd, ich wartość należałoby uwzględnić w wydatkach rządowych, co przyczyniłoby się do ograniczenia spadku deficytu budżetowego.

Większość zaburzeń wprowadzanych w latach 2013 i 2014 w związku z PEK skoncentrowana jest w roku 2013. Dzieje się tak dlatego, że oszacowany wzrost produkcji w sektorze energii, który jest najbardziej wrażliwy na politykę klimatyczną, pomiędzy 2013 a 2014, jest stosunkowo powolny. Asymetria ta widoczna jest podczas analizy podstawowych kategorii makroekonomicznych – w scenariuszu centralnym dodatkowy spadek PKB w roku 2014 w stosunku do roku 2013 jest poniżej 0,1%. Łączny wpływ PEK na PKB w latach 2013-2014 wynikający ze wzrostu cen uprawnień o 10EUR wynosi 0,11% PKB.

⁵¹ Model CGE nie pozwala na obliczenie zmiany ogólnego poziomu cen, a zatem wszystkie ceny wyznaczone są w odniesieniu do ceny referencyjnej (*numeraire*). Ustalenie zmiany deflatora PKB na poziomie zero nie oznacza, że deflator ten nie zmieni się w wyniku wprowadzenia PEK. Oszacowaniom wpływu PEK na inflację poświęcono rozdziały 7 oraz 8.

Tabela 12 Sytuacja przedsiębiorstw - rok 2013.

Sektor	Zmienna	KE8	KE14 centralny	KE29	KE40
Górnictwo	Eksport	-0,3	-0,6	-1,2	-1,6
	Import	-0,5	-0,9	-1,9	-2,6
	Ceny	0,1	0,1	0,2	0,3
	Produkcja	-0,3	-0,5	-1,0	-1,3
	Wartość dodana	-0,3	-0,5	-0,9	-1,3
	Zatrudnienie	-0,3	-0,6	-1,1	-1,6
Budownictwo	Eksport	0,0	0,1	0,1	0,2
	Import	0,0	0,0	-0,1	-0,1
	Ceny	0,0	0,0	0,0	0,0
	Produkcja	0,0	0,0	0,0	0,1
	Wartość dodana	0,0	0,0	0,0	0,1
	Zatrudnienie	-0,1	-0,1	-0,3	-0,4
Przetwórstwo przemysłowe	Eksport	-0,3	-0,6	-1,2	-1,6
	Import	0,0	0,0	0,0	0,0
	Ceny	0,2	0,4	0,7	1,0
	Produkcja	-0,2	-0,4	-0,9	-1,2
	Wartość dodana	-0,3	-0,5	-1,0	-1,4
	Zatrudnienie	-0,3	-0,6	-1,2	-1,6
Usługi rynkowe	Eksport	0,3	0,4	0,9	1,3
	Import	-0,3	-0,5	-1,0	-1,3
	Ceny	-0,1	-0,2	-0,4	-0,5
	Produkcja	0,0	0,0	0,1	0,1
	Wartość dodana	0,0	0,0	0,1	0,1
	Zatrudnienie	-0,1	-0,1	-0,3	-0,4
Razem	Eksport	-0,1	-0,1	-0,2	-0,3
	Import	-0,1	-0,2	-0,5	-0,7
	Ceny	0,1	0,1	0,3	0,4
	Produkcja	-0,1	-0,1	-0,3	-0,4
	Wartość dodana	-0,1	-0,1	-0,2	-0,3
	Zatrudnienie	-0,2	-0,3	-0,5	-0,8

Źródło: obliczenia własne przy użyciu modelu CGE. Odchylenia poziomów zmiennych w proc. od scenariusza BAU

Bezpośrednio narażone na zwiększone koszty wytwarzania są sektory intensywnie wykorzystujące energię elektryczną, a także same stanowiące źródło emisji CO₂. Łączny spadek produkcji w scenariuszu centralnym wynosi ok. 0,1% i waha się od 0 do 0,4% w zależności od poziomu cen uprawnień. Powoduje to spadek zatrudnienia o 0,3% oraz spadek eksportu o 0,1% i importu o 0,2%. Główne efekty wprowadzenia PEK materializują się w przetwórstwie przemysłowym, gdzie widoczny jest spadek produkcji o 0,4%, wzrost cen producenta o 0,4% oraz spadek eksportu o 0,6% (przy niezmienionym imporcie). A zatem zmiany w przetwórstwie przemysłowym prowadzą do takiej zmiany relacji cen krajowych i zagranicznych, która osłabia pozycję konkurencyjną w zakresie dóbr będących przedmiotem handlu międzynarodowego w krótkim okresie.

Wraz ze spadkiem produkcji w przetwórstwie przemysłowym, następuje spadek popytu na surowce, co widoczne jest spadkiem produkcji w górnictwie o 0,5% i jednoczesnym spadkiem importu surowców o 0,9%. Zatrudnienie w górnictwie spada o 0,6%.

Usługi rynkowe nie reagują w większym stopniu na zaburzenia związane z wprowadzeniem PEK. Zmniejszający się popyt krajowy prowadzi do spadku cen tej kategorii. W budownictwie poziom produkcji nie zmienia się, co związane jest z nieznacznie zwiększonym popytem inwestycyjnym. A zatem, zarówno ze względu na zmiany popytu inwestycyjnego, jak i na zmiany relacji cen, gospodarka zmienia nieznacznie strukturę specjalizacji w kierunku przemysłów niskoemisyjnych, w tym usług.

Tabela 13 Sytuacja gospodarstw domowych- rok 2013.

Gosp. domowe	Zmienna	KE8	KE14 centralny	KE29	KE40
Biedne	Dochód rozporządzalny	-0,1	-0,2	-0,4	-0,6
	Konsumpcja dóbr	-0,2	-0,3	-0,6	-0,8
	Cena konsumpcji	0,1	0,1	0,2	0,2
Pozostałe	Dochód rozporządzalny	-0,2	-0,4	-0,9	-1,2
	Konsumpcja dóbr	-0,2	-0,4	-0,8	-1,1
	Cena konsumpcji	0,0	0,0	0,0	0,0
Wszystkie	Dochód rozporządzalny	-0,2	-0,4	-0,8	-1,2
	Konsumpcja dóbr	-0,2	-0,4	-0,8	-1,1
	Cena konsumpcji	0,0	0,0	0,0	0,0

Źródło: obliczenia własne przy użyciu modelu CGE. Odchylenia poziomów zmiennych w proc. od scenariusza BAU

Wprowadzenie opłat za emisję CO₂ ma istotny wpływ na sytuację gospodarstw domowych. Ze względu na spadek zatrudnienia, spada dochód rozporządzalny gospodarstw domowych o 0,4%. Spadek dochodu rozporządzalnego jest niższy w grupie gospodarstw biednych, które w mniejszym stopniu czerpią dochody z pracy. Spadek dochodu rozporządzalnego przyczynia się do spadku konsumpcji, w nieco większym stopniu w gospodarstwach niebiednych, lecz warto zauważyć, że ze względu na większy udział energii w koszyku konsumpcyjnym biednych gospodarstw domowych, obliczony dla nich indeks cen koszyka konsumpcyjnego rośnie w stosunku do deflatora PKB. Bardziej szczegółową analizę wpływu PEK na sytuację gospodarstw domowych w kontekście tzw. ubóstwa energetycznego zawarto w rozdziale 9, gdzie analizuje się także rozkłady dochodów i wydatków gospodarstw domowych na podstawie danych jednostkowych.

Tabela 14 Symulowane zmiany na rynku pracy - agregaty - rok 2013.

Zmienna	KE8	KE14 centralny	KE29	KE40
Płace	0,0	0,0	0,0	0,0
Zmiana bezrobocia	0,4	0,7	1,5	2,0
Aktywność	0,3	0,6	1,1	1,6
Popyt na czas wolny	-0,2	-0,3	-0,6	-0,8

Źródło: obliczenia własne przy użyciu modelu CGE. Odchylenia poziomów zmiennych w proc. od scenariusza BAU

Ze względu na założoną sztywność płac (kosztów pracy) w domknięciu keynesowskim, zmiany popytu na pracę i jego podaży wpływają na wysokość bezrobocia keynesowskiego. Spadek dochodów rozporządzalnych sprawia, że aktywność zawodowa członków gospodarstw domowych rośnie. Przy spadającym popycie na pracę, powoduje to przyrost stopy bezrobocia, o 0,7pp. w scenariuszu centralnym. Należy tutaj nadmienić, że przyrost bezrobocia jest tutaj raczej wynikiem większej aktywności zawodowej gospodarstw domowych w modelu, a nie wynikiem spadającego zatrudnienia.

Tabela 15 Zatrudnienie, płace i aktywność w podziale wg wykształcenia - rok 2013.

Zmienna	Kwalifikacje	KE8	KE14 centralny	KE29	KE40
Zatrudnienie	wysokie	-0,1	-0,2	-0,5	-0,7
	średnie	-0,1	-0,3	-0,5	-0,7
	niskie	-0,2	-0,4	-0,8	-1,1
Płaca	wysokie	0,0	0,0	0,0	0,0
	średnie	0,0	0,0	0,0	0,0
	niskie	0,0	0,0	0,0	0,0
Aktywność	wysokie	0,3	0,56	1,2	1,6
	średnie	0,3	0,48	1,0	1,4
	niskie	0,8	1,34	2,8	3,8

Źródło: obliczenia własne przy użyciu modelu CGE. Odchylenia poziomów zmiennych w proc. od scenariusza BAU

Zmiany struktury zatrudnienia są wywołane głównie zmianą sytuacji w przetwórstwie przemysłowym i górnictwie. W największym stopniu spada zatrudnienie pracowników o kwalifikacjach podstawowych (o 0,4% w scenariuszu centralnym), a w najmniejszym pracowników wysoko wykwalifikowanych. Wśród pracowników o niskim wykształceniu, w największym stopniu wzrasta również aktywność zawodowa, co przekłada się na znaczny wzrost bezrobocia.

6.5.2 Scenariusze dodatkowe

W tabeli 16 przedstawiono wyniki scenariuszy dodatkowych. Jak wcześniej wspomniano, jedyną różnicę między scenariuszem **KL14** a scenariuszem centralnym stanowią elastyczne płace. Dostosowania na rynku pracy wynikające z dodatkowych kosztów uprawnień CO₂ prowadzą do spadku płac o 0,4%, mniejszego spadku zatrudnienia oraz mniejszego spadku aktywności produkcyjnej. Zmiany te są neutralne dla poziomu PKB. Spożycie prywatne spada jednak o ok. 0,4% - podobnie jak w scenariuszu centralnym.

W scenariuszu **KO14** zachowano sztywność płac oraz krótkookresową sztywność inwestycji. W odpowiedzi na spadek dochodu rozporządzalnego, gospodarstwa domowe w większym stopniu redukują oszczędności, co niweluje wzrost inwestycji, a jednocześnie pozwala na ograniczenie spadku spożycia prywatnego do 0,3% przy podobnym poziomie aktywności produkcyjnej, co w scenariuszu centralnym

W scenariuszu **KT14** część dochodów ze sprzedaży uprawnień do emisji CO₂ trafia bezpośrednio do gospodarstw domowych w postaci kwotowego transferu socjalnego, który ma na celu ograniczenie negatywnego wpływu wprowadzenia PEK na konsumpcję. Transfer ten zapewnia neutralność budżetową, więc równy jest dochodom ze sprzedaży uprawnień do emisji, pomniejszonym o utracone wskutek ograniczenia aktywności gospodarczej inne dochody podatkowe. Pozwala to na ograniczenie spadku spożycia prywatnego do 0,2%. Ze względu jednak na zmniejszający się poziom oszczędności w gospodarce, spadają inwestycje, co powoduje, że PKB obniża się o wielkość podobną, jak w scenariuszu centralnym.

Tabela 16 Podstawowe kategorie makroekonomiczne – scenariusze alternatywne(2013).

Zmienna	KE 14 centralny	KL14	KO14	KT14	KD14	KLD14
PKB	-0,1	-0,0	-0,1	-0,1	-0,1	0,1
Spożycie prywatne	-0,4	-0,4	-0,3	-0,2	-0,1	0,0
CPI / Deflator PKB	-0,0	0,0	-0,0	-0,0	0,0	0,1
Spożycie publiczne	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Inwestycje	0,2	0,4	0,0	-0,4	-0,3	-0,1
Eksport	-0,1	0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,2
Import	-0,2	-0,1	-0,3	-0,3	-0,2	0,0
Spożycie ogółem	-0,3	-0,3	-0,2	-0,1	-0,1	0,0
Popyt krajowy	-0,2	-0,1	-0,2	-0,2	-0,2	0,0
D.budżetowy (%PKB)	-0,1	-0,2	-0,1	0,0	0,0	0,0
Produkcja	-0,1	-0,0	-0,2	-0,2	-0,1	0,0
Dochody rozporządzalne	-0,4	-0,4	-0,4	-0,2	-0,1	0,0
Zatrudnienie	-0,2	-0,1	-0,3	-0,3	-0,1	0,2
Bezrobocie	0,7	0,0	0,6	0,5	0,6	0,0
Płace	0,0	-0,4	0,0	0,0	0,5	0,2

Źródło: obliczenia własne przy użyciu modelu CGE. Odchylenia poziomów zmiennych w proc. od scenariusza BAU

Transfer socjalny jako płatność kwotowa nie wpływa na wielkość zniekształceń relacji cen w gospodarce. Scenariusze **KD14** (keynesowski) oraz **KLD14** (klasyczny) dopuszczają wprowadzenie rozwiązań typu *double dividend* – część wpływów ze sprzedaży uprawnień do emisji wykorzystana jest w celu redukcji zniekształcających strukturę cen podatków w innych częściach gospodarki (podobnie, jak poprzednio, przy założeniu neutralności budżetowej). Przedstawione scenariusze obniżają klin płacowy w stopniu pozwalającym na zachowanie neutralności budżetowej. Założono, że zmiana składki rentowej będzie

miała w przybliżeniu równy wpływ na pracodawcę i pracowników (których płace netto wzrastają o 0,5%). Przy sztywnej płacy (KD14), ograniczenie stawki rentowej pozwala na znaczne ograniczenie spadku zatrudnienia (do 0,1%) oraz ograniczenie spadku spożycia prywatnego do 0,1%. W warunkach elastycznych płac, redukcja stawki rentowej powoduje wzrost PKB o prawie 0,1% przy niezmiennym spożyciu prywatnym. Należy tutaj nadmienić, że w scenariuszu klasycznym koszty pracy spadają (o 0,8%) w znacznie większym stopniu niż rośnie płaca netto (o 0,2%), a zatem większość korzyści z obniżki stawki rentowej przechwytują producenci, co pozwala na zwiększenie aktywności gospodarczej.

6.6 Podsumowanie

Przedstawione oszacowania pokazują, że spodziewany skumulowany wpływ PEK na gospodarkę realną będzie kształtował się na poziomie ok. 0,1% spadku PKB przy jednoczesnym ograniczeniu konsumpcji prywatnej o 0,5% w stosunku do BAU. Wynik ten jest warunkowy względem cen uprawnień do emisji (na poziomie 14EUR), a kursu euro czy też stopnia sztywności płac. Jeżeli cena uprawnień wyniesie 40 EUR, ogólny koszt wprowadzenia PEK wyniesie ok. 0,4% PKB, przy spadku konsumpcji prywatnej nawet o 1,6% w stosunku do BAU. Większość założeń miała charakter konserwatywny (np. nie uwzględniono efektów wyłączenia sektorów narażonych na zjawisko ucieczki emisji, których wyłączenie łagodzi skutki PEK), co powoduje, że koszty PEK są raczej przeszacowane i w rzeczywistości można się spodziewać nieco mniejszych efektów. Symulacje pokazują, że negatywne skutki wprowadzenia PEK mogą być łagodzone przez odpowiednią redystrybucję dochodów ze sprzedaży uprawnień do emisji CO₂. Najbardziej efektywne są tutaj rozwiązania oddziałujące bezpośrednio na koszty przedsiębiorstw, jak redukcja klina płacowego, ponieważ w największym stopniu łagodzą negatywny wpływ PEK na rynek pracy.

7 Wpływ PEK na wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych (CPI)

7.1 Wstęp

Zaprezentowana w rozdziale 6 analiza wpływu PEK na gospodarkę realną nie pozwala na ocenę zmian ogólnego poziomu cen. Niniejszy rozdział ma na celu wypełnienie tej luki. Opisano w nim wyniki oszacowań wpływu zwiększenia kosztów wytwarzania energii elektrycznej, związanego z PEK, na dynamikę cen towarów i usług konsumpcyjnych (CPI) w horyzoncie dwóch lat od wejścia w życie dyrektywy nr 2009/29/WE, tzw. dyrektywy ETS.

Oszacowano wpływ tej istotnej zmiany strukturalnej w kosztach wytworzenia energii elektrycznej, która się ujawni w 2013 roku. Zostało to dokonane w oparciu o szereg założeń, wynikających ze specyfiki rynku energii w Polsce, co pozwoliło za pomocą narzędzi ekonometrycznych oszacować wpływ pakietu energetyczno-klimatycznego na dynamikę CPI. Wpływ ten przeanalizowano poprzez przełożenie się impulsu cenowego na 4 główne komponenty CPI (*żywność i napoje bezalkoholowe, energię, towary oraz usługi*). Zestaw założeń, na których opierają się obliczenia, jest w największym możliwym stopniu zbliżony do założeń wcześniej opisywanych symulacji.

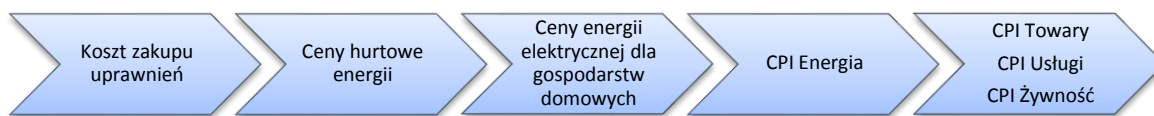
7.2 Model cenowego *pass-through*

W styczniu 2013 roku na terenie Unii Europejskiej wejdzie w życie kolejny etap pakietu energetyczno-klimatycznego. Impuls kosztowy wywołany koniecznością dostosowania się przedsiębiorstw do nowego ustawodawstwa (w szczególności spełnienia postanowień dyrektywy ETS) z dużym prawdopodobieństwem wpłynie na ceny energii produkowanej na terenie Wspólnoty. Ze względu na wysoki udział energii w kosztach wytworzenia pozostałych dóbr w gospodarce, wspomniany impuls może spowodować wzrost cen w pozostałych sektorach gospodarki.

W niniejszej części opracowania przedstawione zostaną szacunki efektu przerzucania (*pass-through*) kosztów zakupu uprawnień do emisji w systemie ETS na ceny w gospodarce polskiej. W analizach początkowo oszacowano skalę przełożenia impulsu kosztowego wynikającego z wejścia w życie pakietu na ceny energii, a następnie na wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych (CPI).

W tym celu zaproponowano następujący, czteroetapowy schemat *pass-through*:

Rysunek 24. Schemat *pass-through* kosztów zakupu uprawnień do emisji CO₂ na CPI.



Źródło: opracowanie własne.

Próba ujęcia tak istotnej zmiany strukturalnej w ramy modelu wymaga przyjęcia szeregu założeń i kalibracji, które zostaną nakreślone poniżej.

Pierwszy etap schematu obejmuje przełożenie się cen zakupu uprawnień na hurtowe ceny energii. Wzrost kosztów wytwarzania energii przez elektrownie i elektrociepłownie będzie wynikał z wprowadzanych stopniowo ograniczeń przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji gazów cieplarnianych. W 2013 roku instalacje w Polsce będą mogły liczyć na przyznanie do 70% bezpłatnych uprawnień zużywanych w najbardziej efektywnych instalacjach w Europie. W kolejnych latach przewidywany jest stopniowy spadek tego udziału do 0% w 2020 roku. Pozostała część uprawnień do

emisji CO₂ (EUA)⁵² będzie nabywana na rynku pierwotnym (aukcje) bądź wtórnym (na giełdzie, za pośrednictwem brokera lub w ramach umów handlowych z innymi przedsiębiorstwami).

Na pierwszym etapie przenoszenia kosztów dodatkowych uprawnień, koszty te potraktowano podobnie jak podatek od ilości (np. akcyza). Dzięki temu możemy przyjąć ramy analityczne wynikające z dotychczasowych licznych badań teoretycznych i empirycznych. Ogólnie rzecz biorąc, stopień przeczulności podatków zależy od elastyczności cenowej podaży i popytu. Fullerton i Metcalf (2002) wskazują, że w przypadku podatku akcyzowego najbardziej odpowiednim założeniem jest przeczulność 1:1, tj. cena produktu rośnie dokładnie o kwotę akcyzy. Podobny stopień przeczulności wynika również z empirycznych badań nad przenoszeniem podatku akcyzowego na ceny energii (Chouinard i Perloff, 2004; Marion i Muehlegger, 2011). Tego typu założenie można uzasadnić znacznym zmonopolizowaniem po stronie sprzedawców i rozproszeniem nabywców, jak również nieelastycznym, w krótkim okresie, popytem na energię.

Dodatkowych argumentów na rzecz kalibracji siły przełożenia cen zakupu uprawnień do emisji na ceny energii na rynku hurtowym na jeden do jednego dostarczają bezpośrednio badania empiryczne dotyczące handlu uprawnieniami. Natychmiastowe i pełne przełożenie się cen uprawnień na ceny energii hurtowej zostało oszacowane m.in. w badaniu Reinauda (2007). Mając powyższe na uwadze, założono pełne przeniesienie kosztów uprawnień na cenę hurtową energii.

Drugim etapem schematu przełożenia jest wpływ cen hurtowych energii na ceny energii elektrycznej dostarczanej do gospodarstw domowych. Ze względu na niską elastyczność cenową popytu na energię elektryczną odbiorców prywatnych w krótkim okresie, założono że wzrost cen energii hurtowej przełoży się w 100% na zmianę kosztu nośników energii u odbiorców końcowych.

Rynek detaliczny energii podlega w Polsce regulacji⁵³, co w praktyce oznacza, że wszystkie zmiany ceny energii dla gospodarstw domowych muszą być zatwierdzone przez Urząd Regulacji Energetyki.

W ramach niniejszej analizy, szacunki przyszłej ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych zakładają uwolnienie cen na rynku energii. Obowiązek stworzenia konkurencyjnego rynku energii został nałożony na Polskę dyrektywą nr 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r., dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającą dyrektywę 96/92/WE.

W przypadku braku uwolnienia rynku energii i utrzymania dotychczasowych regulacji w horyzoncie badania, przyjąć można że koszt zakupu uprawnień (jako czynnik egzogeniczny) zostanie uznany jako uzasadniony do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach.

Podsumowując, zakładamy że niezależnie od szybkości deregulacji rynku energii elektrycznej w Polsce, ceny energii elektrycznej z wyłączeniem kosztów przesyłu dla gospodarstw domowych końcowych wzrosną proporcjonalnie do wzrostu cen energii hurtowej.

Ostatnie dwa etapy schematu zostały oszacowane za pomocą modelu ekonometrycznego. Najpierw oszacowano wpływ wzrostu cen energii elektrycznej dla gospodarstw domowych na dynamikę cen *energii*, czyli bezpośredni wpływ pakietu energetyczno-klimatycznego na ceny konsumpcyjne. W kolejnym kroku oszacowano jak wzrost cen energii przełoży się na wzrost dynamiki cen *żywności i napojów bezalkoholowych, towarów i usług*, a więc konsekwencję wyższych cen energii dla pozostałych składowych CPI.

⁵² EU Emission Allowance, jednostka odpowiadająca uprawnieniu do emisji 1 tony dwutlenku węgla.

⁵³ Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne.

7.3 Ceny energii i ich zmiany wskutek PEK

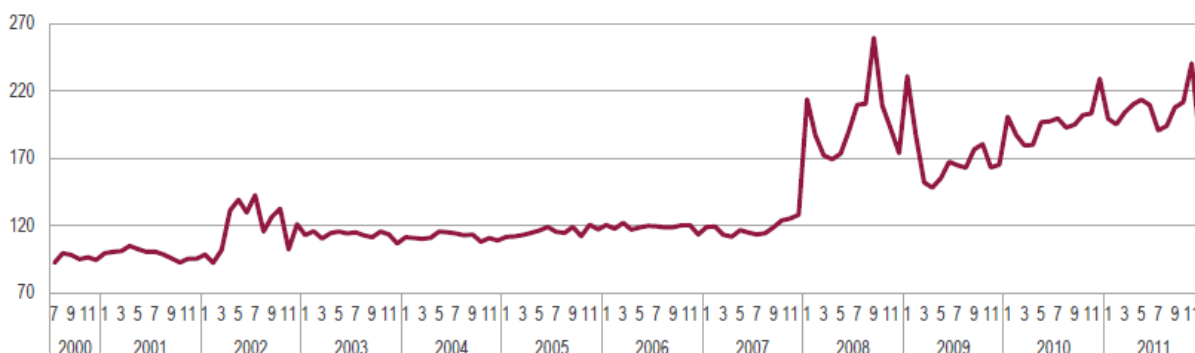
Badanie przeprowadzono na miesięcznych danych obejmujących okres od stycznia 2001 r. do września 2011 r. Do analiz wykorzystano miesięczne indeksy CPI w podziale na 4 grupy: *żywność i napoje bezalkoholowe, energia, towary i usługi* – w postaci dynamik miesiąc do miesiąca.

W celu oszacowania wpływu pakietu energetyczno-klimatycznego na dynamikę cen towarów i usług konsumpcyjnych (CPI) oszacowano cztery modele dla głównych komponentów (*energii, żywności i napojów bezalkoholowych, towarów, usług*), a następnie uwzględniając wagę tych komponentów w CPI obliczono ich wpływ na wskaźnik inflacji. W badaniu wykorzystano modele autoregresyjne z rozkładem opóźnień, w których zmiennymi objaśniającymi, poza istotnymi komponentami AR były zmienne ważne z punktu widzenia danego rynku (ceny paliw, ceny surowców rolnych, podatki pośrednie).

Wykorzystano podobne założenia odnośnie cen uprawnień do emisji CO₂, jak w przedstawionych wcześniej symulacjach CGE (8EUR, 14EUR, 29EUR oraz 40EUR za tonę). Porównane one są do scenariusza bazowego, w którym zasady nabywania uprawnień i przydział bezpłatnych jednostek nie ulegają zmianie w 2013 r. – obecnie bezpłatne przydziały pokrywają ok. 98% zapotrzebowania na emisję w instalacjach wytwarzania energii.

Hurtowa cena energii pochodzi z notowań Rynku Dnia Następnego (RDN) na Towarowej Giełdzie Energii i stanowi średnią dzienną cenę ważoną wolumenem sprzedaży.

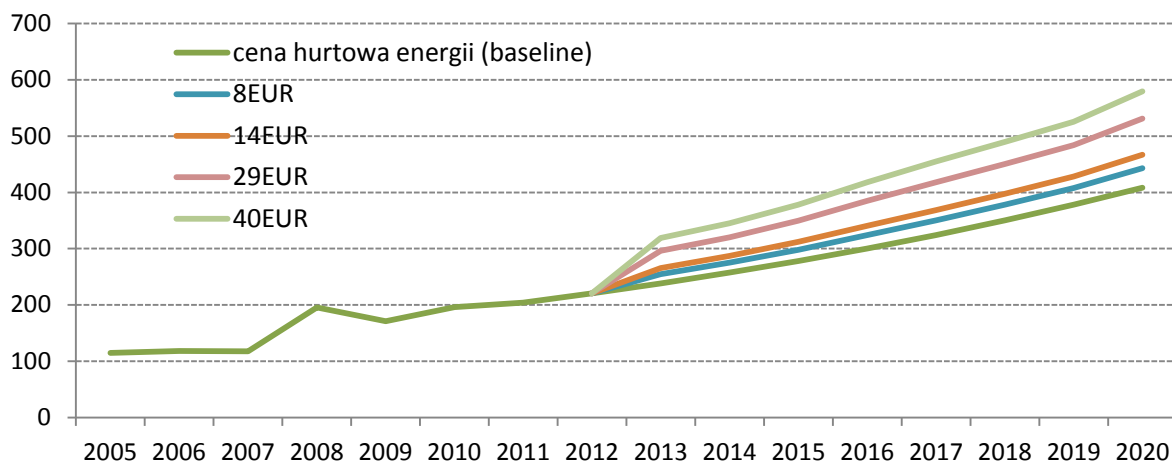
Rysunek 25 Rynek Dnia Następnego, średnioważone ceny miesięczne.



Źródło: Towarowa Giełda Energii- „Raport miesięczny grudzień 2011”

W scenariuszu bazowym przyjęto założenie, że cena energii elektrycznej na Rynku Dnia Następnego w kolejnych latach będzie wzrastać w tempie średnim dla lat 2006 – 2011. W scenariuszach, w których producenci energii są zmuszeni do zakupu uprawnień EUA, cena ze scenariusza bazowego jest dodatkowo powiększana o koszt zakupu potrzebnych uprawnień, przeliczanym po stałym, średnim kursie walutowym z miesiąca poprzedzającego badanie - 4,5 PLN/EUR.

Rysunek 26 Ceny hurtowe energii elektrycznej w zł za MWh. przy różnych scenariuszach.



Źródło: Towarowa Giełda Energii, obliczenia własne

W przypadku innych zmiennych egzogenicznych, które zostały wykorzystane w modelach, założono, że ich dynamika miesiąc do miesiąca będzie równać się średniej dynamice w latach 2001 – 2011.

7.4 Szacunki zmian wskaźnika CPI

Wyniki symulacji wskazują, że największego wzrostu cen można oczekiwać w styczniu 2013 r., gdy dynamika CPI, w zależności od scenariusza, wzrośnie o 0,2-1,0 pp. (por. Tabela 17). Wzrost ten będzie wynikał przede wszystkim ze wzrostu dynamiki cen energii, która wzrośnie o 1,1 – 5,5 pp. w styczniu 2013 r. na skutek założonego wzrostu cen energii elektrycznej z tytułu wprowadzenia PEK. W kolejnych miesiącach można oczekiwać wzrostu cen w pozostałych grupach towarów oraz usług wchodzących w skład CPI na skutek powiększenia się kosztów ich wytworzenia. W związku z tym w okresie luty – grudzień 2013 r. można oczekiwać łącznego wzrostu dynamiki CPI z tego tytułu o 0,1 – 0,4 pp.

W styczniu 2014 r. w związku z koniecznością zakupu większej ilości uprawnień CO₂ przez elektrownie należy spodziewać się kolejnego wzrostu cen energii elektrycznej i w związku z tym wzrostu dynamiki CPI o 0,03-0,15pp. Mniejszy wzrost dynamiki CPI w 2014 r. w stosunku do 2013 r. wynika z faktu, iż ilość bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂ w tym roku zostanie zredukowana w mniejszym stopniu (o ok. 4 pp., gdy w 2013 r. redukcja wyniesie ok. 47 pp.). Stopniowa redukcja będzie dokonywana do 2020 r., kiedy to wszystkie uprawnienia będą musiały być kupowane, tak więc podobnych co do wielkości wzrostów dynamiki CPI z tego tytułu można oczekiwać również w kolejnych latach.

Scenariusz 8 EUR za tonę zakłada utrzymanie się średniej ceny ważonej wolumenem obrotów z okresu 22.11.2011 r. – 06.12.2011 r. W scenariuszu tym wzrost cen energii elektrycznej powoduje, że ogólny poziom cen wzrośnie o 0,3 pp. w okresie styczeń 2013 r. – grudzień 2014 r. Wzrost ten będzie wynikał przede wszystkim ze wzrostu cen energii o 1,1 pp., co przełoży się na wzrost dynamiki CPI o 0,2pp. Wzrost cen żywności i napojów bezalkoholowych o 0,1pp., towarów o 0,1 pp. i usług o 0,1 pp., złoży się na wzrost dynamiki CPI o 0,1 pp. W styczniu 2014 r. można oczekiwać ponownego wzrostu dynamiki cen energii w związku z koniecznością zakupu większej ilości uprawnień CO₂. Efekt ten będzie jednak prawie niezauważalny, gdyż spowoduje wzrost dynamiki CPI w całym 2014 r. o 0,03 pp.

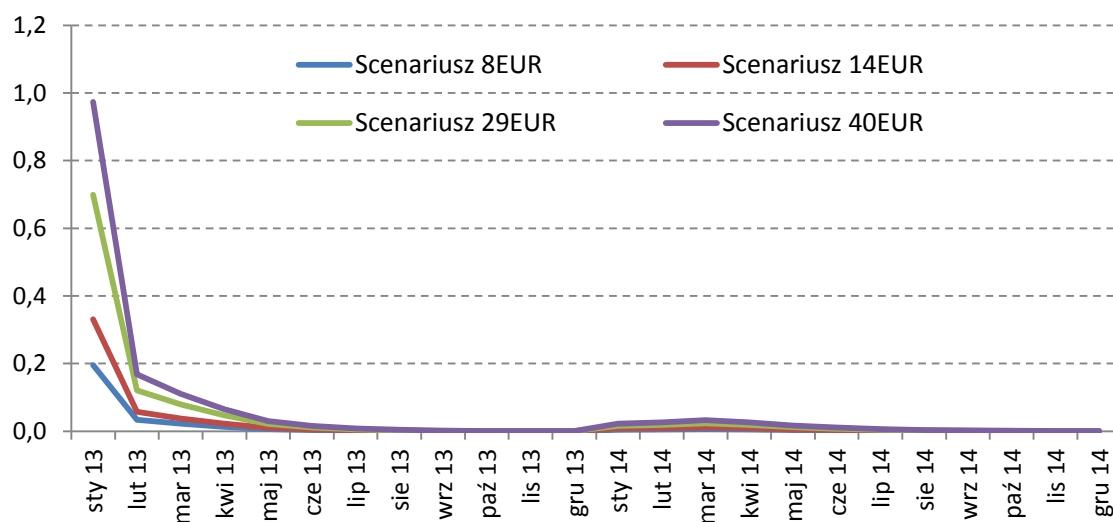
Scenariusz 14 EUR za tonę CO₂ zakłada, że cena uprawnień będzie kształtowała się na poziomie średnim dla notowań uprawnień EUA dla okresu 26.02.2008 r. – 06.12.2011 r. W scenariuszu tym, w wyniku wprowadzenia PEK ogólny poziom cen wzrośnie o 0,5 pp. w okresie styczeń 2013 r. – grudzień 2014 r. Wzrost ten będzie wynikał przede wszystkim z przyrostu cen energii o 1,8 pp., co przełoży się na wzrost dynamiki CPI o 0,3pp. w 2013 r. Wzrost cen pozostałych towarów i usług złoży się na wzrost dynamiki CPI o 0,2 pp. w 2013 r. Efekt wprowadzenia PEK na ceny w 2014 r. spowoduje podwyższenie dynamiki CPI o 0,05 pp.

Tabela 17 Wpływ wprowadzenia PEK na dynamikę wskaźnika CPI.

Miesiąc	EUA 8	EUA 14 centralny	EUA 29	EUA 40
sty 2013	0,20	0,33	0,70	0,97
lut 2013	0,03	0,06	0,12	0,17
mar 2013	0,02	0,04	0,08	0,11
kwi 2013	0,01	0,02	0,05	0,07
maj 2013	0,01	0,01	0,02	0,03
cze 2013	0,00	0,01	0,01	0,02
lip 2013	0,00	0,00	0,01	0,01
sie 2013	0,00	0,00	0,00	0,00
wrz 2013	0,00	0,00	0,00	0,00
paź 2013	0,00	0,00	0,00	0,00
lis 2013	0,00	0,00	0,00	0,00
gru 2013	0,00	0,00	0,00	0,00
sty 2014	0,00	0,01	0,02	0,02
lut 2014	0,01	0,01	0,02	0,03
mar 2014	0,01	0,01	0,02	0,03
kwi 2014	0,01	0,01	0,02	0,03
maj 2014	0,00	0,01	0,01	0,02
cze 2014	0,00	0,00	0,01	0,01
lip 2014	0,00	0,00	0,00	0,01
sie 2014	0,00	0,00	0,00	0,00
wrz 2014	0,00	0,00	0,00	0,00
paź 2014	0,00	0,00	0,00	0,00
lis 2014	0,00	0,00	0,00	0,00
gru 2014	0,00	0,00	0,00	0,00

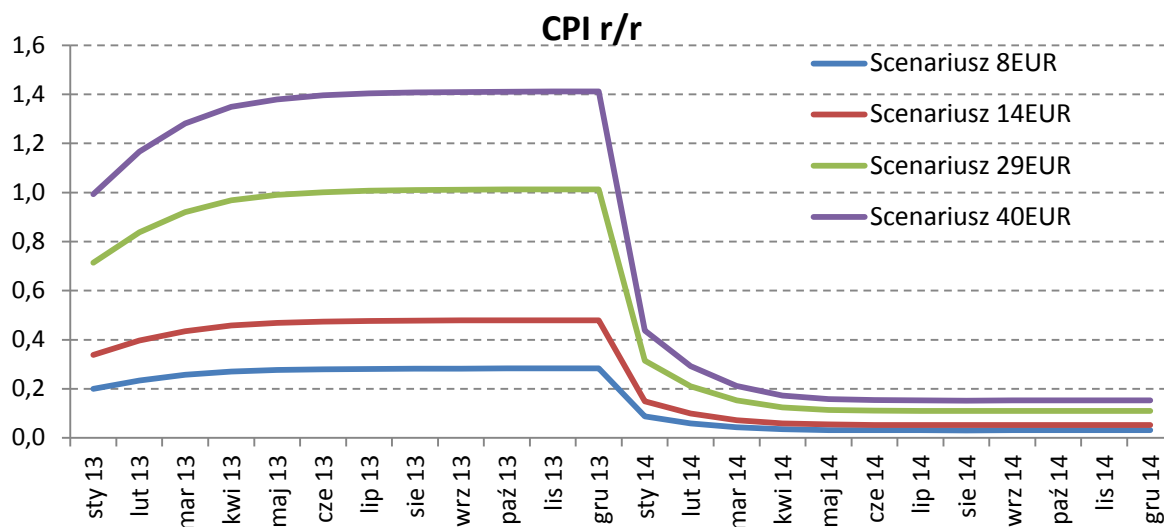
Źródło: Dane GUS, obliczenia własne

Rysunek 27 Wpływ wprowadzenia PEK na dynamikę wskaźnika CPI m/m w pp.



Źródło: Dane GUS, obliczenia własne

Rysunek 28 Wpływ wprowadzenia PEK na dynamikę r/r wskaźnika CPI (inflację) w pp.



Źródło: Dane GUS, obliczenia własne

Scenariusz 29 EUR za tonę zakłada, że cena uprawnień EUA będzie na maksymalnym notowanym poziomie w historii. W scenariuszu tym, w wyniku wprowadzenia PEK ogólny poziom cen wzrośnie o 1,1 pp. Wzrost ten będzie wynikał przede wszystkim ze wzrostu dynamiki cen energii o 3,9 pp., co przełoży się na wzrost dynamiki CPI o 0,7 pp. w 2013 r. Wzrost cen pozostałych towarów i usług złoży się na wzrost dynamiki CPI o 0,4 pp. w 2013 r. Efekt wprowadzenia PEK na ceny w 2014 r. spowoduje podwyższenie dynamiki CPI o 0,1 pp.

W scenariuszu 40 EUR za tonę, w wyniku wprowadzenia PEK poziom cen wzrośnie o 1,5 pp. Wzrost ten będzie wynikał przede wszystkim ze wzrostu dynamiki cen energii o 5,4 pp., co przełoży się na wzrost dynamiki CPI o 0,9 pp. w 2013 r. Wzrost cen pozostałych towarów i usług złoży się na wzrost dynamiki CPI o 0,6 pp. w 2013 r. Efekt wprowadzenia PEK na ceny w 2014 r. spowoduje podwyższenie dynamiki CPI o 0,2 pp.

7.5 Podsumowanie

Wyniki przedstawionych szacunków wskazują, że największego wzrostu cen można oczekiwać w styczniu 2013 r., gdy dynamika CPI wzrośnie, w zależności od scenariusza, o 0,2-1,0 pp., głównie na skutek wzrostu dynamiki cen energii. W kolejnych miesiącach można oczekiwać dalszego wzrostu cen, co łącznie spowoduje wzrost wskaźnika CPI o 0,3-1,5 pp. Mniejszy wzrost dynamiki CPI w 2014 r. w stosunku do 2013 r. wynika z faktu, iż redukcja przydziału bezpłatnych uprawnień nastąpi skokowo w 2013 r., natomiast w kolejnych latach będzie zachodziła stopniowo. Redukcja ta będzie występować do 2020 r., gdy wszystkie uprawnienia będą musiały być kupowane, tak więc podobnych co do wielkości wzrostów dynamiki CPI z tego tytułu można oczekiwać również w kolejnych latach.

8 Analiza skutków PEK na *Projekcję Inflacji i PKB* przy zastosowaniu modelu NECMOD

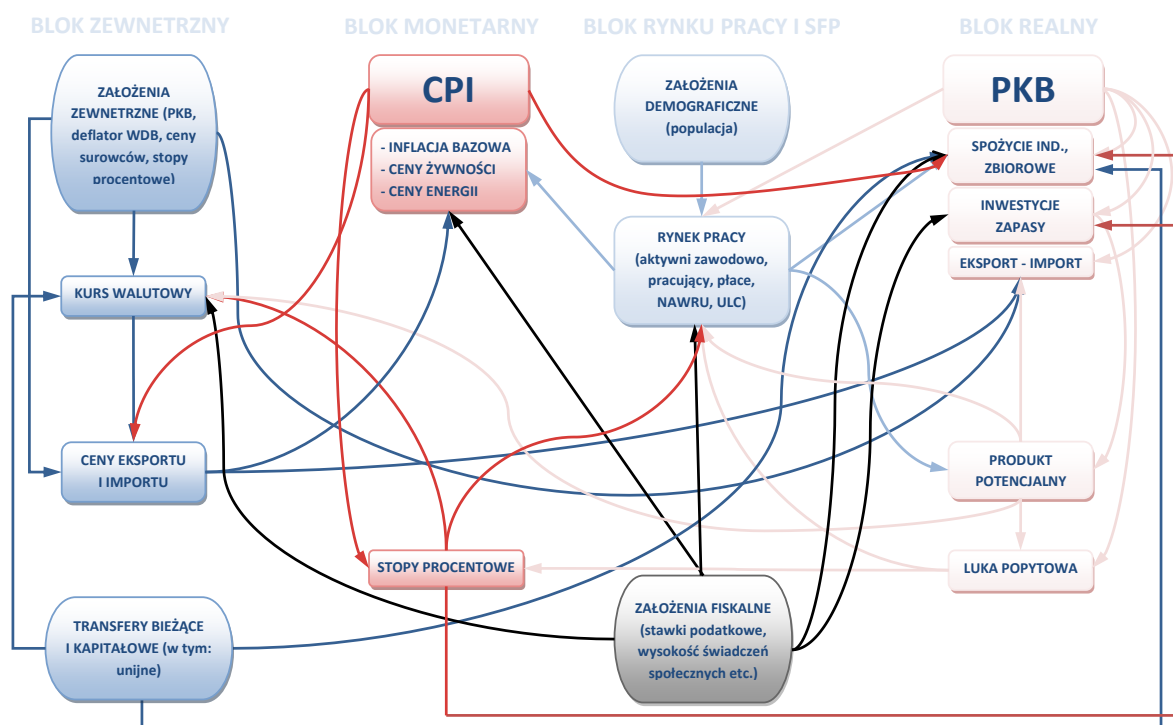
8.1 Wprowadzenie

Znacząca zmiana strukturalna, jaką jest wdrożenie PEK, będzie miała istotne skutki makroekonomiczne. W niniejszym rozdziale przedstawiono w jaki sposób skutki te uwzględniane są w projekcjach makroekonomicznych NBP przygotowywanych przy użyciu modelu NECMOD (publikowanych w IV rozdziale *Raportu o Inflacji*). Model NECMOD jest wielorównaniowym modelem hybrydowym, w którym zależności behawioralne modelowane są w oparciu o mechanizm korekty błędem (ECM). Model NECMOD nie jest zatem optymalnym narzędziem do określenia wpływu wdrożenia PEK na gospodarkę – analizy takie przeprowadza się zazwyczaj przy wykorzystaniu modeli równowagi ogólnej (DSGE i CGE, por. rozdziały 5 i 7). Niemniej jednak z uwagi na konieczność uwzględnienia skutków wdrożenia pakietu w projekcjach makroekonomicznych NBP, przeprowadzono jego implementację w modelu NECMOD, uwzględniającą wyniki badań wymienionych we wcześniejszych rozdziałach opracowania.

8.2 Główne zależności modelu NECMOD

Model NECMOD jest obecnie wykorzystywany do sporządzania średniookresowych prognoz dla polskiej gospodarki (*Projekcje inflacji i PKB*, publikowane w *Raportach o Inflacji*) oraz symulacji scenariuszowych. Dokumentację modelu zawierają opracowania Budnik i in. (2009) oraz Greszta i in. (2011). Ze względu na swoje przeznaczenie, został on skonstruowany jako model hybrydowy, w którym równowaga długookresowa (przy czym w modelu istnieją mechanizmy zakładające powrót zmiennych do ich poziomów równowagi) oparta jest na podstawach teoretycznych, natomiast krótkookresowe własności dynamiczne modelu uzależnione są od szacunków ekonometrycznych, których głównym kryterium jest dopasowanie do danych. Sytuuje to model NECMOD pomiędzy modelami typu DSGE, głęboko osadzonymi w teorii, a – znajdującymi się na przeciwległym biegunie – ateoretycznymi modelami szeregów czasowych, których przedstawicielami są modele VAR i DFM.

Rysunek 29. Schemat głównych zależności modelu NECMOD



Na prognostyczną wersję modelu NECMOD składają się 283 równania i 382 zmienne, pozwalające na opis procesów ekonomicznych o wysokim stopniu dezagregacji, z wieloma kanałami oddziaływań pomiędzy poszczególnymi sektorami gospodarki. Uproszczony schemat mechanizmów modelu przedstawia rysunek 29, najważniejsze jego cechy wymieniono poniżej.

Na kształtowanie się inflacji bazowej w modelu wpływają jednostkowe koszty pracy, ceny importu, luka na rynku pracy oraz spójne z modelem oczekiwania inflacyjne. Inflacja CPI jest złożeniem inflacji bazowej oraz inflacji cen żywności i cen energii, na które wpływają odpowiednio ceny surowców energetycznych i rolnych na rynkach światowych.

W modelu NECMOD uwzględniono specyficzne cechy gospodarki polskiej. W szczególności wyróżniono sześć rodzajów transferów unijnych o zróżnicowanym oddziaływaniu na gospodarkę (transfery w ramach WPR, PROW, przeznaczone na wydatki bieżące SFP, na wydatki kapitałowe SFP, na rozwój kapitału ludzkiego oraz pozostałe, głównie dla przedsiębiorstw). Blok handlu zagranicznego w modelu wyjaśnia, obserwowany od początku okresu transformacji, wzrost udziałów wolumenów eksportu i importu w PKB oraz umacnianie się efektywnego realnego kursu równowagi wynikające z szybszego wzrostu w kraju niż za granicą.

W modelu NECMOD, w porównaniu do innych modeli tej klasy, rozbudowana jest strona podaźowa oraz sektor fiskalny. W szczególności, stopa bezrobocia równowagi (NAWRU) oraz stopa aktywności zawodowej wyjaśniane są wewnątrz modelu i zależą m.in. od stawek podatkowych oraz stóp zastąpienia, co oznacza, że polityka fiskalna ma bezpośredni wpływ na produkt potencjalny. W modelu wyróżniono, modelowane osobno, trzy typy inwestycji: mieszkaniowe, produkcyjne przedsiębiorstw i publiczne. Jedynie inwestycje publiczne i przedsiębiorstw zwiększają zasób kapitału, a więc wpływają na kształtowanie się produktu potencjalnego.

8.3 Uwzględnienie wpływu pakietu klimatycznego w *Projekcji inflacji i PKB*

Korekty nałożone na *Projekcję Inflacji i PKB* w modelu NECMOD mają za zadanie odzwierciedlać kanały oddziaływania PEK na gospodarkę opisane w rozdziale 3, uwzględniając III etap handlu uprawnieniami do emisji CO₂. W tym celu w modelu nałożona została dodatkowa opłata na przedsiębiorstwa (koszt zakupu uprawnień do emisji CO₂) oraz zwiększono skalę deprecjacji kapitału przedsiębiorstw (modelując w ten sposób potrzebę inwestycji w rozwiązania niskoemisyjne). Poniżej opisano główne mechanizmy modelu NECMOD, które zadziałały w wyniku nałożonych korekt, i ich wpływ na *Projekcję Inflacji i PKB*. W symulacji przyjęto, tak jak w projekcji, brak reakcji polityki pieniężnej na zmianę uwarunkowań makroekonomicznych. Założono także brak reakcji polityki fiskalnej (por. rozdział 1.6.).

Dochody z handlu uprawnieniami do emisji CO₂ zwiększają dochody SFP oraz, zgodnie z przyjętymi założeniami, **zmniejszają** o tę samą kwotę **deficyt SFP** (0,15 - 0,73 pp. w 2013 roku i 0,12 - 0,54 pp. w roku 2014, w zależności od ceny uprawnienia). W dłuższej perspektywie obniżają więc dług publiczny i koszty z nim związane.

Wzrost obciążeń nakładanych na przedsiębiorstwa prowadzi do przesunięcia długookresowej krzywej kosztów w górę, a w konsekwencji do wzrostu **cen producenta oraz konsumenta**. Mechanizmy modelu zakładają pewną sztywność cen, co oznacza, że przełożenie kosztów na ceny będzie rozłożone w czasie (inflacja CPI w 2013 r. wzrosła o 0,19-0,91 pp.).

Dodatkowa opłata zmniejsza dochody gospodarstw domowych z działalności na własny rachunek. Obniżeniu ulegają również dochody z pracy najemnej – wzrost cen przy sztywnych, w krótkim okresie, płacach zmniejsza fundusz płac w ujęciu realnym. Oba te czynniki zmniejszają realne dochody do dyspozycji gospodarstw domowych skutkujące spadkiem konsumpcji. Obniżenie wydatków gospodarstw domowych, jak i zwiększone koszty produkcji wpływają na decyzje przedsiębiorstw, które ograniczają inwestycje i zapasy. Jednak w roku wprowadzenia opłaty za emisję CO₂ wydatki na środki trwałe

przedsiębiorstw rosną, ze względu na niezbędne nakłady inwestycyjne w nowe technologie o niższej emisyjności. Impulsem do inwestycji w niskoemisyjne rozwiązania są zmiany instytucjonalne oraz perspektywa spadku liczby bezpłatnych uprawnień przyznawanych w kolejnych latach, co dla przedsiębiorstw stosujących dotychczasową technologię oznacza wzrost kosztów produkcji i pogorszenia konkurencyjności (w modelu ujęte jako uzupełnienie niedoboru kapitału względem poziomu optymalnego). Łącznie popyt krajowy obniża się (spadek konsumpcji i zapasów jest silniejszy niż wzrost inwestycji).

Wyższe ceny producentów krajowych osłabiają konkurencyjność gospodarki – zmniejszają względne ceny importu w stosunku do cen krajowych oraz zwiększają ceny eksportu wobec cen zewnętrznych. Prowadzi to, w krótkim okresie, do obniżenia eksportu netto.

Niższy popyt krajowy i saldo handlu zagranicznego zmniejszają PKB i, przez efekty mnożnikowe, wpływają w średnim okresie **ujemnie na** konsumpcję, inwestycje, zmiany zapasów i w konsekwencji – na **wzrost gospodarczy** (spadek wzrostu PKB w 2013 r. o 0,05 - 0,29 pp., w 2014 r. o 0,08 - 0,49 pp.). W dłuższym horyzoncie, wraz ze spadkiem importu (efekt niższego popytu krajowego), eksport netto przestaje być czynnikiem negatywnie oddziaływującym na PKB.

Spowolnienie wzrostu gospodarczego wpłynie negatywnie na sytuację na rynku pracy, prowadząc do spadku zatrudnienia oraz wynagrodzeń. Niższe płace w ujęciu realnym skutkować będą również spadkiem aktywności zawodowej, co będzie nieznacznie ograniczać wzrost stopy bezrobocia.

Wdrożenie PEK oddziałuje na gospodarkę również poprzez obniżenie produktu potencjalnego. Słabszy wzrost potencjału jest wynikiem zarówno wyższej stopy bezrobocia w równowadze (efekt dodatkowych obciążeń przedsiębiorstw), jak i deprecjacji kapitału (konieczność rezygnacji ze składników kapitału o wyższej efektywności, ale i o wyższej emisyjności).

Tabela 18. Wpływ wprowadzenia PEK do modelu NECMOD na projekcję inflacji CPI r/r, PKB r/r oraz deficytu budżetowego.

	Rok	EUA 8	EUA 14 centralny	EUA 28	EUA 40
Inflacja CPI r/r	2013	0,19	0,32	0,66	0,91
	2014	0,05	0,08	0,15	0,20
PKB r/r	2013	-0,05	-0,10	-0,21	-0,29
	2014	-0,08	-0,16	-0,35	-0,49
Deficyt budżetowy (%PKB)	2013	0,15	0,26	0,53	0,73
	2014	0,12	0,20	0,39	0,54

Źródło: opracowanie własne na podstawie symulacji modelem NECMOD

Niższy produkt potencjalny osłabia efektywny fundamentalny kurs złotego. W krótkim okresie dodatkowo negatywnie na kurs bieżący wpływa spowolnienie gospodarcze. Jednak kurs umacnia się, ze względu na przeważające znaczenie zmniejszenia premii za ryzyko (efekt obniżenia deficytu i długu SFP).

W średnim i długim horyzoncie niższa aktywność gospodarcza oraz umocnienie kursu osłabiają wzrost cen w kraju, ograniczając wpływ na nie wdrożenia PEK.

Wpływ na gospodarkę nałożonych korekt w modelu NECMOD, związanych z oddziaływaniem na gospodarkę pakietu energetyczno-klimatycznego, jest zbliżony do wyników otrzymanych w badaniach omówionych w rozdziałach 6-7.

W szczególności, skala wpływu na inflację CPI jest porównywalna z szacunkami modelu cenowego pass-through, choć nieco różni się rozkładem w czasie, co jest związane z większą sztywnością cen w NECMOD. Skumulowany wpływ na inflację po 2 latach w modelu NECMOD wynosi 0,24-1,11 pp. wobec 0,30-1,53 pp. w pass-through, co wiąże się z wpływem dodatkowych współzależności ujętych modelu, w tym wpływie na ceny osłabienia wzrostu gospodarczego i umocnienia kursu złotego.

Ponadto, wpływ wprowadzenia PEK na wzrost PKB i deficyt budżetowy w *Projekcji inflacji i PKB* jest zbliżony do wyników symulacji na podstawie modelu CGE. Z powodu rozbieżności w strukturze obu modeli występują pewne różnice we wpływie wdrożenia pakietu na poszczególne komponenty PKB oraz na rynek pracy, jednak są one zgodne co do kierunku.

Podsumowując, wpływ nałożonych w modelu NECMOD korekt na scenariusz makroekonomiczny prezentowany w *Projekcji inflacji i PKB* jest zbliżony do oczekiwanej, na podstawie innych badań, reakcji gospodarki na wprowadzenie PEK.

9 Sytuacja gospodarstw domowych

9.1 Wstęp

Przedstawione wcześniej szacunki zmian w gospodarce realnej wywołanych wprowadzeniem PEK przeprowadzone były dla zagregowanych grup gospodarstw domowych. Ze względu na znaczną heterogeniczność nawet wąsko zdefiniowanych grup gospodarstw domowych, realokacje w gospodarce realnej i zmiany cen mogą wywołać znaczne zmiany w rozkładach sytuacji gospodarstw domowych, które nie są widoczne podczas analizy danych zagregowanych. Istotne jest, jak duży odsetek gospodarstw domowych znajdzie się w sytuacji tzw. ubóstwa energetycznego (gdy udział wydatków na energię przekracza 10% dochodu rozporządzalnego).

Celem opisanej w niniejszym rozdziale analizy było zbadanie wpływu podwyżek cen energii (wynikających z wprowadzenia pakietu energetyczno-klimatycznego) na budżety poszczególnych grup gospodarstw domowych. W kręgu zainteresowania znajdowało się kształtowanie rozkładu udziału wydatków na nośniki energii w dochodzie gospodarstw domowych, osobno dla różnych grup społeczno-ekonomicznych oraz z wyszczególnieniem „biednych” gospodarstw domowych. W badaniu własności rozkładów szczególny nacisk położony został na aproksymację odsetka gospodarstw domowych, które znalazły się w sytuacji ubóstwa energetycznego. Następnie przeanalizowano możliwe zmiany w rozkładzie udziałów energii w dochodach gospodarstw domowych wynikające z podwyżek cen energii (dla czterech scenariuszy).

9.2 Ubóstwo energetyczne

W Polsce nie została jeszcze wypracowana formalna i ścisła definicja ubóstwa energetycznego (por. Figaszewska, 2009). Ogólnie rzecz ujmując, o ubóstwie energetycznym można mówić wtedy, gdy gospodarstwo domowe nie ma możliwości utrzymania dostatecznego poziomu ogrzewania pomieszczenia mieszkalnego lub skorzystania z innych niezbędnych usług energetycznych po umiarkowanych cenach. Definicja ta jest jednak dość ogólnikowa i rodzi kolejne pytania.

Pierwszym zagadnieniem jest sprecyzowanie „dostatecznego poziomu ogrzewania”. W Wielkiej Brytanii przyjęto na przykład, że temperatura dla pomieszczeń głównych powinna wynosić 21°C, a dla innych pomieszczeń mieszkalnych – 18°C. Założenie to nie musi natomiast być adekwatne dla krajów położonych w odmiennym klimacie i o innych nawykach gospodarstw domowych.

Drugą kwestią jest problem pomiaru kosztów niezbędnych do osiągnięcia opisanego powyżej poziomu ogrzewania. W tym miejscu można również odwołać się do doświadczeń Wielkiej Brytanii, gdzie do estymacji wydatków na energię wykorzystuje się regionalnie zróżnicowane ceny energii oraz odpowiednie funkcje popytu na energię (osobno w celu ogrzania, oświetlenia pomieszczenia, gotowania itp.), zależne od wybranych charakterystyk dotyczących gospodarstw domowych, w szczególności efektywności wykorzystanych przez nie systemów grzewczych (por. Palmer i in., 2008). Podejście to opiera się jednak na dość szczegółowych danych dotyczących warunków życia oraz form spłaty rachunków przez gospodarstwa domowe, jak również wymaga odpowiednio skalibrowanych parametrów w funkcjach popytu.

Brak definicji ubóstwa energetycznego w Polsce skłania do wykorzystania metodologii przyjętej w Wielkiej Brytanii i Irlandii Północnej, które mają już pewne doświadczenie w badaniu ubóstwa energetycznego oraz walce z tym problemem (por. m.in. roczne raporty *The UK Fuel Poverty Strategy*). Przyjęto zatem, że gospodarstwo domowe jest dotknięte ubóstwem energetycznym, jeżeli na utrzymanie dostatecznego poziomu ogrzewania musi przeznaczyć więcej niż 10% swojego dochodu. Przy takiej definicji, skala ubóstwa energetycznego zależy od trzech czynników: cen energii, dochodów gospodarstw domowych oraz efektywności wykorzystywanych przez nie systemów ogrzewania (por.

Palmer i in., 2008). Biorąc pod uwagę tę charakterystykę, na zjawisko ubóstwa energetycznego narażone są w większym stopniu wybrane grupy społeczne, takie jak osoby z niskim dochodem, objęte pomocą społeczną, pracujące na niepełnym etacie czy samotnie wychowujące dzieci (por. Figaszewska, 2009).

Przyjęta w analizie wartość graniczna dla skali ubóstwa na poziomie 10% jest w dużej mierze założeniem arbitralnym. Można spotkać się z innymi sposobami wyznaczania punktu granicznego dla skali ubóstwa przy pomocy miar względnych, jak na przykład dwukrotność średniej z rozkładu udziału wydatków na energię w dochodach/wydatkach gospodarstw domowych (założenie przyjęte m. in. w opracowaniu Komisji Europejskiej *An energy policy for consumers*)⁵⁴. Ze względu na relatywnie nieelastyczny popyt na energię elektryczną oraz strukturę cen względnych, oszacowana przy pomocy przyjętego progu skala ubóstwa energetycznego w Polsce będzie większa niż oszacowana przy użyciu powyższych miar względnych. Z porównań międzynarodowych wynika, że przeciętny udział wydatków na energię jest znacznie wyższy w nowych krajach członkowskich UE niż w UE-15. Trudno jednak jednoznacznie ocenić przewagę którejkolwiek z miar.

9.3 Aproksymacja ubóstwa energetycznego na bazie rozkładu udziału wydatków na nośniki energii w dochodach gospodarstw domowych

Dalsza analiza przeprowadzona została w oparciu o dane z Badania Budżetów Gospodarstw Domowych GUS (BBGD) z 2010 roku. BBGD składa się z próby ponad 37 tysięcy gospodarstw domowych (GD), których wydatki oraz przychody raportowane są dla jednego (losowo wybranego) miesiąca w roku.

W pierwszym kroku oszacowany został rozkład udziału wydatków na nośniki energii w dochodzie rozporządzalnym gospodarstw domowych (por. Tabela 20). Odsetek gospodarstw domowych, których wydatki na energię stanowią więcej niż 10% dochodu rozporządzalnego, można uznać za zgrubną aproksymację skali ubóstwa energetycznego w Polsce. Podejście to narzuca szereg założeń (m. in. przyjmuje się w nim, że gospodarstwa domowe wydają na nośniki energii dokładnie tyle ile potrzeba, by osiągnąć odpowiedni poziom nagrzania). W celu zbadania stabilności wyników, w następnym podrozdziale przeprowadzono alternatywną analizę problemu ubóstwa energetycznego, przy wykorzystaniu regresji ważonej na odpowiednio wyselekcjonowanej próbie gospodarstw domowych.

Pewne charakterystyki dotyczące metodologii Badania Budżetów Gospodarstw Domowych skłaniają do przeanalizowania wrażliwości otrzymanego z danych rozkładu udziału wydatków na energię w dochodach GD. W BBGD obserwowane są miesięczne (dla losowo wybranego miesiąca) wydatki na energię poszczególnych gospodarstw domowych oraz ich dochód (z tego samego miesiąca). Jednakże, część rachunków za energię może być płacona z rzadszą częstotliwością i/lub za okres kilku miesięcy, stąd też widniejące w bazie danych „miesięczne” wydatki na energię GD mogą być zaniżone lub zawyżone w zależności od miesiąca. Jak się jednak okazuje, wykluczenie z próby wybranych miesięcy⁵⁵ nie wpływa na jakość wyniku. Ponadto, w bazie danych mogą występować wyższe rachunki w zimie niż w lecie, szczególnie w przypadku wydatków na ogrzewanie, (co potwierdza rysunek 45), gdzie rozkłady udziałów przedstawiono dla miesięcy letnich oraz zimowych). Tym samym trzeba mieć na uwadze, że omawiany poniżej rozkład udziału wydatków charakteryzuje się nadmiernym zróżnicowaniem⁵⁶.

⁵⁴ Średnia wartość udziału wydatków w dochodach gospodarstw domowych wynosiła w 2010 r. 12,5%, stąd liczona tym sposobem skala ubóstwa energetycznego wyniosłaby 9,5% (wartość odsetka gospodarstw domowych, których wydatki na energię stanowią więcej niż $2 \cdot 12,5\% = 25\%$ swojego dochodu).

⁵⁵ Wykluczenie to nie może być jednak podyktowane występowaniem pór roku.

⁵⁶ Można wskazać więcej słabości bazy BBGD w kontekście tego badania, jak chociażby fakt, że część gospodarstw domowych opłaca stały czynsz za wynajem, w którym uwzględniony jest już rachunek za energię – brak więc wyszczególnionej pozycji w wydatkach, natomiast podwyżka cen energii może przełożyć się na wzrost opłat za czynsz. Niemożliwe jest również wykrycie gospodarstw domowych zalegających z opłatami.

Okazuje się, że rozkład udziału wydatków na nośniki energii w dochodzie rozporządzalnym gospodarstw domowych (por. Rysunek 30) jest jednomodalny, prawoskośny, ze średnią równą 12,5% (średni udział wydatków na nośniki energii w dochodach GD) oraz medianą 9,1%.

Odsetek gospodarstw domowych, których wydatki na nośniki energii stanowią więcej niż 10% dochodu rozporządzalnego (czyli odsetek gospodarstw uznanych na podstawie tej analizy za ubogie energetycznie) wynosi 44,5% (por. Tabela 21), z czego relatywnie najwięcej, w stosunku do swojego dochodu, na energię wydają gospodarstwa domowe utrzymujące się z niezarobkowych źródeł oraz gospodarstwa domowe emerytów i rencistów, natomiast najmniej gospodarstwa domowe rolników.

Odsetek 20% gospodarstw domowych o najniższych dochodach ekwiwalentnych (GD biednie) wydaje na energię relatywnie więcej swojego dochodu rozporządzalnego niż pozostałe gospodarstwa domowe (por. Rysunek 32). W szczególności, udział biednych gospodarstw domowych o wydatkach na energię przekraczających 10% dochodu (ubogich energetycznie) w całkowitej liczbie gospodarstw domowych z tej kategorii wynosi 55,5%, podczas gdy dla pozostałych gospodarstw domowych udział ten jest o 13 pp. niższy.

9.4 Oszacowanie skali ubóstwa energetycznego w Polsce

W niniejszej części analizy jeszcze raz została podjęta próba oszacowania skali ubóstwa energetycznego w Polsce. W tym celu, z wykorzystaniem odpowiednio dobranej podpróby gospodarstw domowych⁵⁷, oszacowano wielkość wydatków na nośniki energii w zależności od miejsca zamieszkania, pory roku, warunków mieszkalnych oraz sposobu ogrzewania mieszkania. Implikowana z modelu wielkość wydatków na energię dla poszczególnych gospodarstw domowych została następnie wykorzystana jako aproksymacja kosztu niezbędnego do osiągnięcia dostatecznego poziomu ogrzewania. Choć podejście to ma pewne wady (m. in. brak kontroli o sposób płacenia rachunków, sposób rozdysponowania funkcjonalnego energii, etc.), to, w związku z ograniczeniami w dostępnych danych, wydaje się ono sensowne dla tego problemu. W szczególności, przewagę wykorzystania estymowanych wydatków na energię nad obserwowanymi rzeczywistymi wydatkami gospodarstw domowych na tę kategorię stanowi kontrola o ewentualne ograniczanie tych wydatków kosztem niedostatecznego ogrzania mieszkania i/lub zaleganie z rachunkami gospodarstw domowych z niskimi dochodami.

W kontekście zagadnienia ubóstwa energetycznego, w pierwszym kroku jednak warto przyjrzeć się, jaki odsetek gospodarstw domowych nie ma zapewnionego odpowiedniego poziomu ogrzewania w mieszkaniu lub cierpi na brak innych podstawowych usług energetycznych. Według danych BBGD GUS z 2010 r. 16,3% wszystkich gospodarstw domowych deklaruje, że w ich mieszkaniu nie jest wystarczająco ciepło w zimie, natomiast 5,8% wskazuje na brak ciepłej wody (por. Tabela 19). W budynku z przeciekającym dachem lub zawilgoconymi ścianami, podłogami czy butwiejącymi oknami mieszka 11,6% wszystkich gospodarstw domowych. Gospodarstw domowych, w których mieszkaniach jest niewystarczająco ciepło w zimie oraz które nie mają ciepłej wody jest prawie 3%. Generalnie, cierpiący na dyskomfort związany z brakiem ogrzewania (ciepłej wody, gazu) lub nadmiernym zawilgoceniem stanowią prawie 33% populacji.

Na potrzeby oszacowania właściwej skali ubóstwa w Polsce została przeprowadzona regresja ważona (wagi odpowiadające populacji), w której zmienną objaśnianą był logarytm wydatków na nośniki energii dla poszczególnych gospodarstw domowych. Do tego celu wyselekcjonowana została podpróba gospodarstw domowych, w mieszkaniach których nie obserwuje się żadnego ze zdarzeń I-VI (por. Tabela 19), czyli tych podmiotów, których mieszkania spełniają warunki dot. odpowiedniego zaopatrzenia w energię. Ponadto z próby usunięto gospodarstwa domowe, które określają swoją sytuację majątkową

⁵⁷ Takich, które mają odpowiednio nagrzane mieszkania, ale nie są jednocześnie na tyle zamożne, by (poza nieobserwowanymi pobudkami) zaopatrywać się w energię powyżej podstawowych racjonalnych potrzeb.

jako bardzo dobrą. Tę dodatkową selekcję wprowadzono, by zredukować liczbę gospodarstw domowych, które mogłyby w celu zwiększenia swojego komfortu wydawać na energię, w tym na ogrzewanie mieszkania, istotnie więcej niż jest to niezbędne do zapewnienia odpowiednich warunków bytowych.⁵⁸ Ostatecznie próba została ograniczona do ok. 66% wszystkich obserwacji w zbiorze. Zmienne do regresji zostały dobrane w ten sposób, by kontrolować o miejsce zamieszkania GD, porę roku, wielkość oraz inne podstawowe charakterystyki mieszkania/nieruchomości, w tym rodzaje wykorzystywanego systemu ogrzewania. Szczegółowe wyniki estymacji znajdują się w Tabeli 25. Statystyka dopasowania R² dla tego modelu okazała się być umiarkowana: 11%, jednakże biorąc pod uwagę specyfikę danych (typu *cross-section*, ponad 23 tysiące obserwacji, błędy pomiaru danych) wydaje się być akceptowalna. Na bazie oszacowanego modelu obliczono prognozy wydatków na energię dla wszystkich gospodarstw domowych i przyjęto założenie, że wartości te stanowią wydatki niezbędne do osiągnięcia odpowiednich warunków bytowych przez gospodarstwa domowe. Dalej, na podstawie tych wartości oszacowano skalę ubóstwa energetycznego dla poszczególnych grup społeczno-ekonomicznych oraz z wyszczególnieniem biednych gospodarstw domowych (por. Tabela 22).

Tabela 19: Odsetek gospodarstw domowych deklarujących niedostateczny poziom ogrzewania lub brak innych podstawowych usług energetycznych.

Gospodarstwa domowe, w których:	% GD ogółem
I nie jest wystarczająco ciepło w zimie	16,26%
II nie ma ciepłej wody	5,80%
III nie ma gazu	7,92%
IV nie ma ustępu splukiwanego bieżącą wodą	4,72%
V przecieka dach, podłogi są zawilgocone lub butwiejące okna	11,62%
VI jest zbyt ciemno	6,97%
warunki I i II	2,77%
warunki I i V	5,70%
warunki I-VI	0,18%
którykolwiek z warunków I-VI	32,65%

Źródło: opracowanie własne na podstawie BBGD z 2010 r.

Jak wynika z analizy, ubóstwem energetycznym dotkniętych jest ok. 40% wszystkich gospodarstw domowych, w tym najbardziej wyraźne jest ono w grupie biednych gospodarstw domowych (ok. 70% całej kategorii), w szczególności wśród emerytów i rencistów oraz utrzymujących się z niezarobkowych źródeł (ponad 80%).

Porównując odsetki GD ponoszące koszty zaopatrzenia w energię o wartości powyżej 10% dochodu, gdzie do pomiaru tych kosztów wykorzystano odpowiednio rzeczywiste dane o wydatkach na energię oraz prognozy z regresji, okazuje się, że odsetki uzyskane dla biednych gospodarstw domowych są wyraźnie wyższe w przypadku drugiej metody kalkulacji. Może to oznaczać, że biedne gospodarstwa domowe „oszczędzają” na energii kosztem niewystarczającego poziomu ogrzewania i/lub zalegają z rachunkami, stąd obserwowane w danych wydatki na energię są zaniżone. Z drugiej strony oszacowania analizowanego odsetka GD w przypadku pozostałych (nie należących do kategorii biednych) gospodarstw domowych są wyższe, gdy szacowane są za pomocą rzeczywistych danych. Jak już wspomniano wcześniej, może to brać się z nadmiernego zróżnicowania rozkładu udziałów wydatków na energię w stosunku do dochodów GD, wynikającego z rzadszej częstotliwości spłat rachunków itp., a związanego ze specyfiką BBGD. W rezultacie oszacowana z modelu skala ubóstwa energetycznego (równa 40%) jest o 4,5% niższa niż wartość odsetka gospodarstw domowych płacących za energię więcej niż 10% dochodu liczona na danych rzeczywistych.

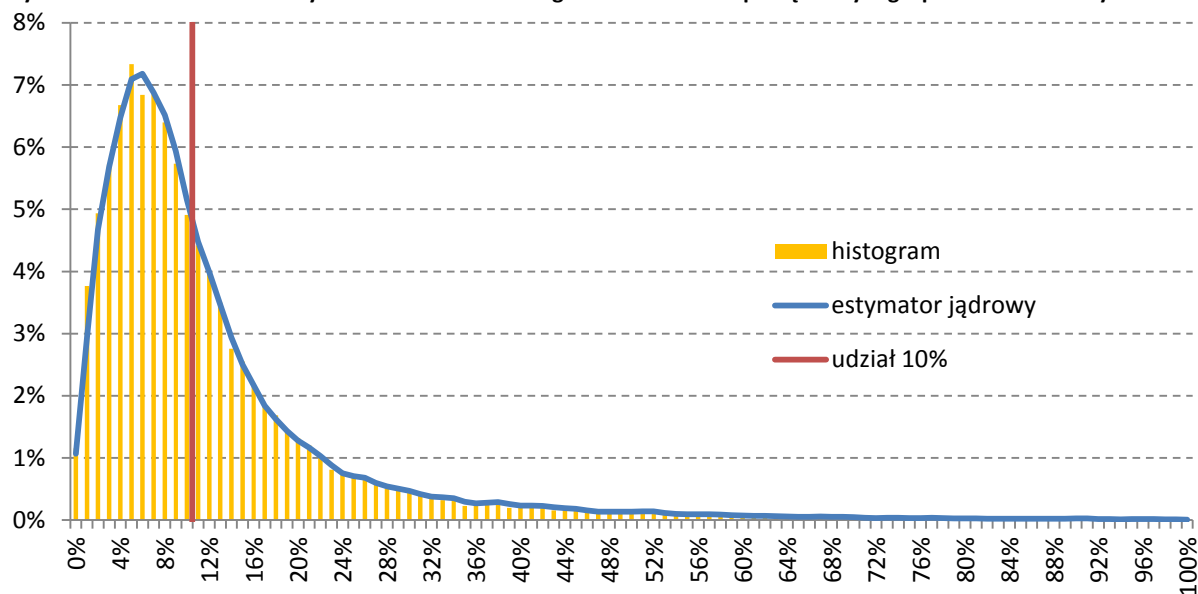
⁵⁸ W tym miejscu poczynione jest założenie, że zasadniczo analizowane gospodarstwa domowe nie mają pobudek, by wydawać na nośniki energii więcej niż jest potrzebne do osiągnięcia (ogólnie przyjętego) dostatecznego poziomu ogrzewania.

9.5 Wprowadzenie pakietu energetyczno-klimatycznego, a zmiana skali ubóstwa energetycznego w Polsce

Następnie przeanalizowano wpływ wzrostu cen energii, spowodowany wprowadzeniem pakietu energetyczno-klimatycznego, na rozkład udziału wydatków na energię GD w ich dochodach, w szczególności na skalę ubóstwa energetycznego, przy założeniu w pełni nieelastycznego popytu na energię (względem cen energii). Ze względu na brak możliwości wyszczególnienia optymalnych wydatków na energię elektryczną w całkowitych wydatkach na nośniki energii w przypadku kalkulacji skali ubóstwa z wykorzystaniem regresji ważonej i tym samym prześledzenia wpływu zmian cen energii na wielkość tej kategorii, jako aproksymację skali ubóstwa użyto realnego odsetka gospodarstw domowych o wydatkach na energię powyżej 10% swoich dochodów.

Rozważane były cztery alternatywne scenariusze podwyżek cen (por. Tabela 20), a scenariusz główny (EUA 14) zakładał wzrost cen energii w 2013 roku o 12,2% r/r, podczas gdy implikowany wzrost cen dla scenariusza bazowego (przy założeniu braku regulacji) w 2013 roku wynosił 4,8%. Bazując na rozkładzie udziału wydatków na energię w dochodach gospodarstw domowych dla 2010 r.⁵⁹, oszacowano, że z powodu wprowadzenia pakietu energetyczno-klimatycznego o konsekwencjach zgodnych ze scenariuszem EUA 14, w 2013 r. odsetek gospodarstw domowych ubogich energetycznie (o wydatkach na energię powyżej 10% swoich dochodów) zwiększy się o 1,8%, w tym największy wzrost nastąpi w gospodarstwach biednych oraz grupie gospodarstw domowych pracujących na własny rachunek (por. Tabela 21). Szczegółowe wyniki dla wszystkich czterech scenariuszy znajdują się w załączniku 12.1 w tabeli 24.

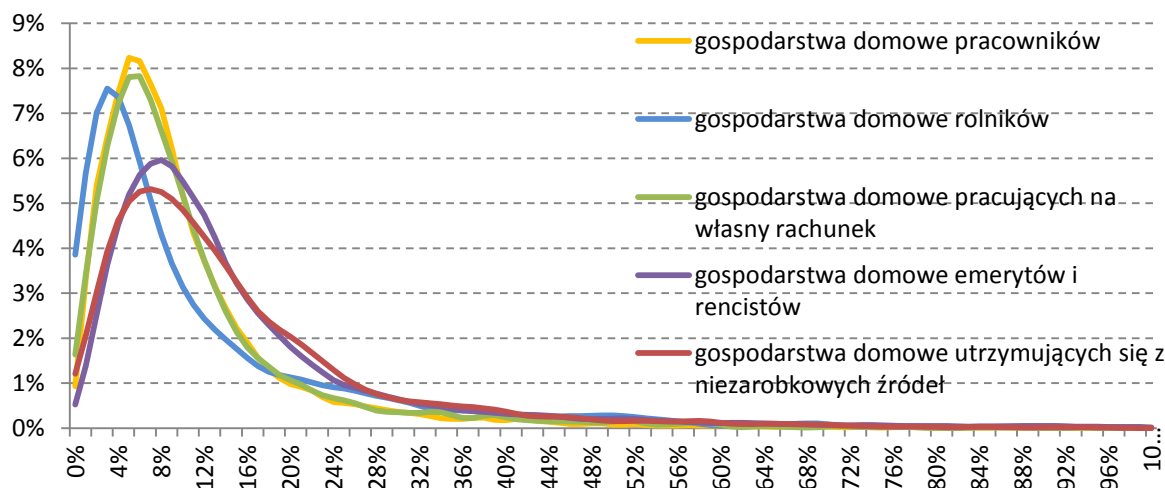
Rysunek 30 Rozkład udziału wydatków na nośniki energii w dochodzie rozporządzalnym gospodarstw domowych.



Źródło: opracowanie własne na podstawie BBGD z 2010 r.

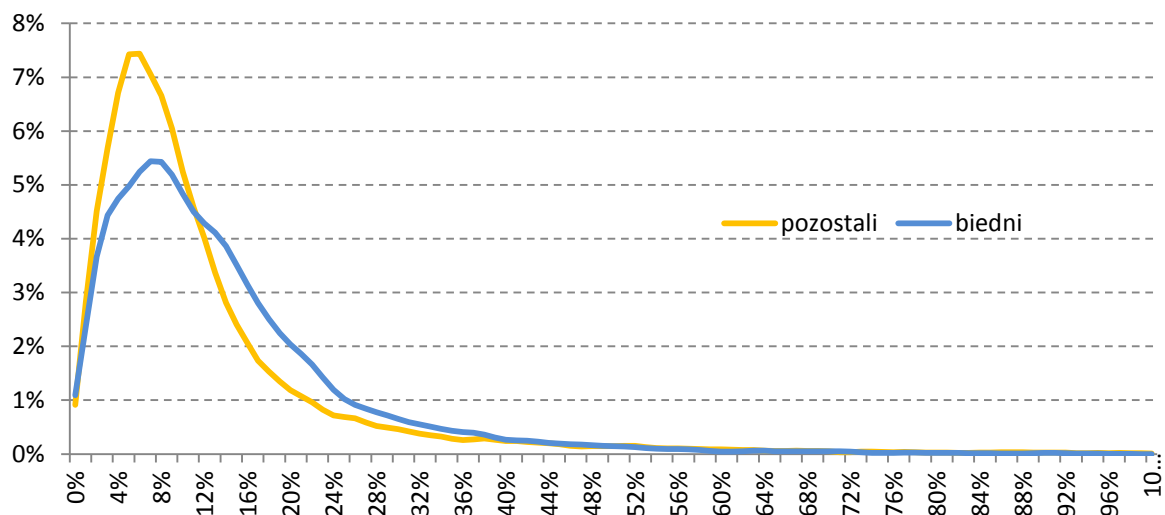
⁵⁹ Założenie o stałości tego rozkładu w kilkuletnim przedziale czasowym jest konieczne do przeprowadzenia tej prostej symulacji. Jak pokazuje Rysunek 44, rozkłady udziału wydatków na energię w dochodach GD dla 2009 oraz 2010 roku w zasadzie pokrywają się, co stanowi argument za zasadnością przyjętego założenia.

Rysunek 31 Estymatory jądrowe dla udziałów wydatków na nośniki energii w dochodach gospodarstw domowych dla różnych grup społeczno-ekonomicznych.



Źródło: opracowanie własne na podstawie BBGD z 2010 r.

Rysunek 32 Estymatory jądrowe dla udziałów wydatków na nośniki energii w dochodach gospodarstw domowych w zależności od zamożności GD.



Źródło: opracowanie własne na podstawie BBGD z 2010 r.

Tabela 20: Roczne stopy wzrostu EE przy założeniu że regulator pozwoli na przełożenie 100% wzrostu na nośniki energii (60% rachunku) dla roku 2013.

scenariusze	bazowy (bez regulacji)	EUA 8	EUA 14 centralny	EUA 29	EUA 40
wzrost cen nośników energii	4,8%	9,2%	12,2%	20,5%	26,7%
ponad bazowy	0,0%	4,4%	7,4%	15,7%	21,9%

Źródło: obliczenia własne

9.6 Wnioski

Około 44% wszystkich gospodarstw domowych wydaje na nośniki energii więcej niż 10% swojego dochodu rozporządzanego, z czego relatywnie najwięcej (w stosunku do swojego dochodu) wydają gospodarstwa domowe utrzymujące się z niezarobkowych źródeł oraz gospodarstwa domowe emerytów i rencistów. Udział wydatków na energię w dochodach jest wyższy u biednych gospodarstw domowych w porównaniu z pozostałą częścią populacji.

Skala ubóstwa energetycznego została oszacowana na ok. 40% wszystkich gospodarstw domowych. Najsilniej ubóstwem energetycznym dotknięte są biedne gospodarstwa domowe (ok. 70% całej kategorii), w tym w szczególności emeryci i renciści oraz utrzymujący się z niezarobkowych źródeł.

Wprowadzenie pakietu energetyczno-klimatycznego, które przełoży się na wzrost cen energii, zwiększy liczbę gospodarstw domowych o wydatkach na energię większych niż 10% dochodu o ok. 1,8%.

Tabela 21: Odsetek gospodarstw domowych o wydatkach na nośniki energii przekraczających 10% ich dochodu rozporządzalnego przy założeniu braku regulacji oraz przy wprowadzeniu pakietu klimatycznego (scenariusz EUA 14, szacunki dla 2013 roku).

		Scenariusz bazowy		EUA 14	
		U = udział GD o wydatkach na nośniki energii przekraczających 10% dochodów w danej grupie GD	V = udział GD o wydatkach na nośniki energii przekraczających 10% dochodów w całości GD	wzrost U w stosunku do scenariusza bazowego	wzrost V w stosunku do scenariusza bazowego
gospodarstwa domowe ogółem		44,5%		1,8%	
gospodarstwa biedne	ogółem	55,5%	8,5%	2,2%	0,3%
	pracowników	50,1%	3,4%	2,1%	0,1%
	rolników	49,2%	0,5%	2,0%	0,0%
	pracujących na własny rachunek	57,5%	0,3%	3,8%	0,0%
	emerytów i rencistów	60,0%	3,2%	2,5%	0,1%
	utrzymujących się z niezarobkowych źródeł	65,4%	1,1%	1,5%	0,0%
gospodarstwa pozostałe	ogółem	42,5%	36,0%	1,7%	1,4%
	pracowników	33,7%	14,5%	1,8%	0,8%
	rolników	32,4%	0,9%	1,5%	0,0%
	pracujących na własny rachunek	34,5%	2,2%	2,2%	0,1%
	emerytów i rencistów	57,6%	17,3%	1,5%	0,4%
	utrzymujących się z niezarobkowych źródeł	46,0%	1,1%	1,0%	0,0%

Źródło: opracowanie własne na podstawie BBGD z 2010 r.

Tabela 22: Odsetek gospodarstw domowych o wydatkach na nośniki energii przekraczających 10% ich dochodu rozporządzalnego, wydatki rzeczywiste oraz wydatki niezbędne do zapewnienia odpowiedniego poziomu ogrzewania.

		Rzeczywiste dane		Prognozy z regresji	
		U = udział GD o wydatkach na nośniki energii przekraczających 10% dochodów w danej grupie GD	V = udział GD o wydatkach na nośniki energii przekraczających 10% dochodów w całości GD	U = udział GD o wydatkach na nośniki energii przekraczających 10% dochodów w danej grupie GD	V = udział GD o wydatkach na nośniki energii przekraczających 10% dochodów w całości GD
gospodarstwa domowe ogółem		44,5%		40,0%	
gospodarstwa biedne	ogółem	55,5%	8,5%	70,0%	10,8%
	pracowników	50,1%	3,4%	55,3%	3,7%
	rolników	49,2%	0,5%	66,4%	0,7%
	pracujących na własny rachunek	57,5%	0,3%	70,2%	0,4%
	emerytów i rencistów	60,0%	3,2%	85,4%	4,5%
	utrzymujących się z niezarobkowych źródeł	65,4%	1,1%	82,9%	1,4%
gospodarstwa pozostałe	ogółem	42,5%	36,0%	34,5%	29,2%
	pracowników	33,7%	14,5%	18,3%	7,9%
	rolników	32,4%	0,9%	17,0%	0,4%
	pracujących na własny rachunek	34,5%	2,2%	17,6%	1,1%
	emerytów i rencistów	57,6%	17,3%	61,3%	18,4%
	utrzymujących się z niezarobkowych źródeł	46,0%	1,1%	54,7%	1,3%

Źródło: opracowanie własne na podstawie BBGD z 2010 r.

10 Sytuacja sektora przedsiębiorstw

10.1 Wstęp

Szacunki makroekonomicznych efektów PEK otrzymane przy użyciu równowagi ogólnej były formułowane przy założeniu reprezentatywnego przedsiębiorstwa i nie uwzględniają heterogeniczności reakcji na zmiany w polityce gospodarczej przez przedsiębiorstwa działające w ramach tego samego sektora. Ponadto, wcześniej przytoczone analizy nie uwzględniają skutków ucieczki emisji i przeniesienia produkcji za granicę kraju. W zastosowanych modelach symulacyjnych nie bierze się pod uwagę również zmiany oczekiwań co do przyszłych inwestycji, które wywołane są koniecznością zmniejszania emisji dwutlenku węgla w procesie produkcji.

W niniejszym rozdziale przedstawiono wyniki badania ankietowego przeprowadzonego we wrześniu 2011 r., które dostarcza informacji na wyżej wymienione tematy. Badanie ankietowe dotyczyło także wpływu na kondycję przedsiębiorstw, stopnia ich przygotowania na wprowadzenie PEK, a także wpływu PEK na ceny własne przedsiębiorstw.

10.2 Wyniki badania ankietowego⁶⁰

Stopień rozpoznania skali problemów wynikających z wprowadzenia pakietu energetyczno-klimatycznego (wśród ankietowanych firm z sektorów najsilniej dotkniętych przez przewidywane efekty wprowadzenia PEK) jest na razie nieduży. Można przy tym oczekiwać, że w całej populacji będzie on jeszcze mniejszy, zważywszy na nadreprezentację dużych przedsiębiorstw w próbie, przy obserwowanym jednocześnie lepszym przygotowaniu takich podmiotów do dostosowania się do nowych regulacji.

Ponad 51% przedsiębiorstw poinformowało, że do chwili przeprowadzenia ankiety nie rozpoznało jeszcze potencjalnych skutków związanych z wprowadzeniem PEK, a 56% firm nie opracowało stosownych planów działania. Wyniki badania sugerują, że najlepiej przygotowaną do wprowadzenia nowych regulacji branżą jest energetyka, gdzie większość przedsiębiorstw już dokonała przynajmniej ogólnych analiz i przygotowała plany adaptacyjne. W pozostałych branżach wyraźnie więcej firm dopiero zamierza przeanalizować potencjalne skutki PEK lub nawet nie ma jeszcze w planach takich działań. Poza wielkością podmiotu na poprawę stopnia przygotowania do wprowadzenia pakietu energetyczno-klimatycznego pozytywnie wpływa również udział w międzynarodowej wymianie handlowej (eksport).

Między sekcjami zauważono istotne różnice w skutkach, jakich spodziewają się przedsiębiorstwa w związku z wprowadzeniem nowych regulacji. Generalnie, firmy z branży energetycznej dość optymistycznie oceniają te skutki, gdy tymczasem Przetwórstwo przemysłowe jest nastawione znacznie bardziej pesymistycznie. Firmy z sektora MSP (analizowano wyłącznie Przetwórstwo przemysłowe) nie oczekują, żeby nowe regulacje mogły mieć istotny wpływ na ich sytuację. Inaczej jest w przypadku dużych przedsiębiorstw przetwórczych, które spodziewają się wystąpienia silniejszych efektów i jednocześnie to właśnie one częściej liczą się z negatywnymi następstwami.

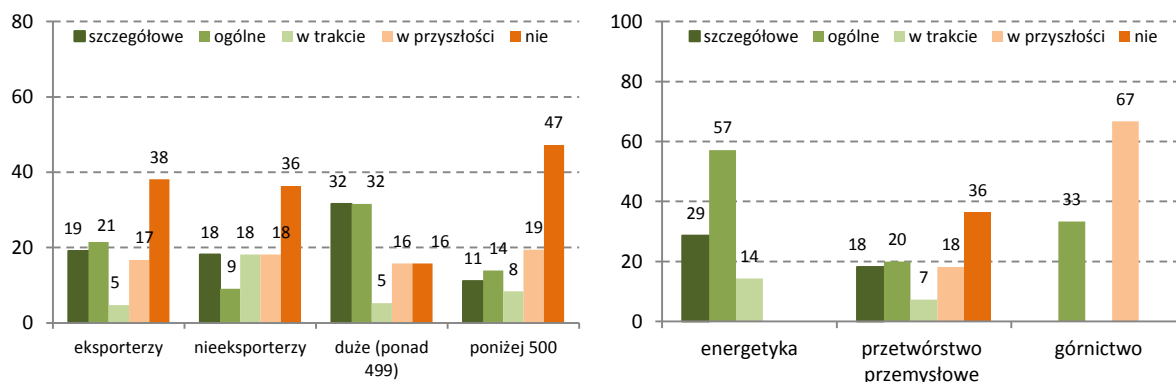
Wpływ PEK na dynamikę wzrostu cen może być dość znaczący. Duże podwyżki przewidywane są zwłaszcza w energetyce, szczególnie po 2013 r. W sekcji Przetwórstwo przemysłowe podwyżki cen będą wyraźnie niższe niż w energetyce, a ich wprowadzenie często odkładane jest w czasie. Czynnikiem, który może istotnie wpływać na podniesienie cen są planowane inwestycje dostosowawcze. Im są one

⁶⁰ Badanie ankietowe zostało przeprowadzone na branżach najsilniej dotkniętych PEK. Liczba podmiotów, które wzięły udział w badaniu – 79. Liczebność sekcji: energetyka: 7, górnictwo: 3, przetwórstwo przemysłowe: 58, usługi: 11. Przy sporządzaniu rysunków pominięto firmy, które uznały, że pytanie ich nie dotyczy.

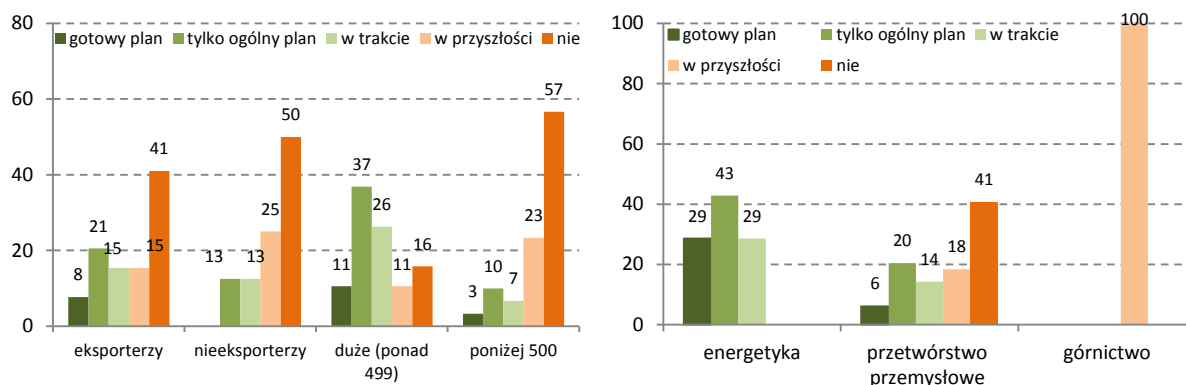
większe, tym częściej firmy deklarują zamiar zwiększenia cen. Obserwowane obecnie zmiany cen również mogą mieć wpływ na przewidywania, co do zmian cen w przyszłości. Przedsiębiorstwa działające w warunkach bardziej stabilnych cen rzadziej myślą o ich podniesieniu w związku z wprowadzeniem PEK.

10.3 Wiedza i przygotowanie przedsiębiorstw w związku z wejściem w życie pakietu klimatyczno-energetycznego

Rysunek 33 Analiza sytuacji w związku z wejściem w życie pakietu klimatyczno-energetycznego.



Rysunek 34 Plan działania w związku z wejściem w życie pakietu klimatyczno-energetycznego.



Przeprowadzone badanie wskazuje, że najlepszym rozeznanie w związku z wejściem w życie postanowień PEK dysponuje energetyka. Blisko 29% przedsiębiorstw z tej branży przeprowadziło już szczegółową analizę wpływu pakietu na własną sytuację ekonomiczną, a ok. 57% – analizę ogólną. Pozostałe przedsiębiorstwa energetyczne (14%) są w trakcie analizowania sytuacji. Wysoka świadomość wpływu nowych regulacji na rynek energii znajduje odzwierciedlenie w wyraźnie wyprzedzającym charakterze reakcji przedsiębiorstw z tej branży na PEK. Wśród firm energetycznych nie ma ani jednej, która nie podjęłaby dotąd prób przygotowania planu działania – ok. 71,5% firm już przygotowało plan, podczas gdy kolejne 28,5% jest w trakcie jego tworzenia.

Ze względu na niską liczebność trudno wyciągać wiążące wnioski w przypadku górnictwa, natomiast warto zauważyć, że żadna z 3 firm z tej branży nie zamierza ignorować wpływu pakietu energetyczno-klimatycznego na własną sytuację ekonomiczną. Wszystkie przedsiębiorstwa górnicze przeprowadziły lub przeprowadzą analizę wpływu PEK na sytuację ekonomiczną, na podstawie której sformułowane zostaną plany działania.

Przetwórstwo przemysłowe jest w tym zakresie wyraźnie podzielone. Liczna grupa ok. 36% firm przetwórczych nie zamierza analizować wpływu PEK na sytuację ekonomiczną przedsiębiorstwa choćby w sposób ogólny, a ok. 41% nie zamierza w związku z wejściem w życie pakietu energetyczno-

klimatycznego przygotowywać jakichkolwiek planów działania. Tego typu odpowiedzi koncentrują się przede wszystkim wśród producentów cementu oraz wyrobów ze szkła, papieru i gumy. Wysoką świadomość potrzeby analizy oraz przygotowania planów działania wykazują natomiast głównie producenci metali oraz wytwórcy i przetwórcy koksu oraz ropy naftowej.

Uzyskane dane wskazują również, że duże i bardzo duże przedsiębiorstwa mają lepsze rozeznanie oraz są lepiej przygotowane na wprowadzenie PEK niż przedsiębiorstwa małe i średnie. O ile natomiast odpowiedzi eksporterów i nieeksporterów są do siebie zbliżone jeśli chodzi o analizę sytuacji, o tyle przedsiębiorstwa uczestniczące w sprzedaży zagranicznej znacznie częściej planują swoje działania w związku z wejściem w życie postanowień PEK.

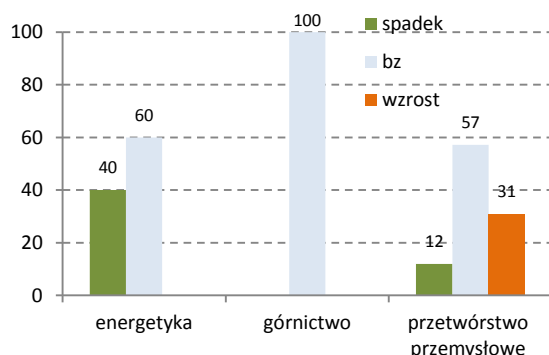
10.4 Skutki wprowadzenia pakietu energetyczno-klimatycznego

10.4.1 Energochłonność

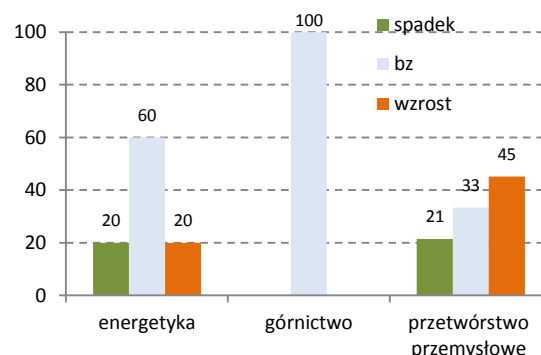
Uzyskane wyniki wskazują, że wprowadzenie pakietu klimatyczno-energetycznego może w perspektywie najbliższych lat mieć niejednoznaczny wpływ na energochłonność polskiej gospodarki, natomiast w długim okresie powinno się przyczynić do jej obniżenia. Odsetek przedsiębiorstw deklarujących wzrost energochłonności jest większy niż tych deklarujących jej spadek, tym niemniej bardziej szczegółowa analiza ujawnia, że wzrost energochłonności deklaruują przede wszystkim te przedsiębiorstwa, które zamierzają inwestować w celu ograniczenia emisji gazów cieplarnianych oraz zużycia energii w dłuższym okresie. W związku z tym po zakończeniu procesów inwestycyjnych, które mogą wiązać się z przejściowym zwiększeniem zużycia energii na jednostkę produkcji, pakiet klimatyczno-energetyczny powinien – zgodnie z założeniami – obniżyć energochłonność polskiej gospodarki.

Rysunek 35 Oczekiwane zużycie energii na jednostkę produkcji.

Do 2013 r.



Po 2013 r.



10.4.2 Planowane inwestycje

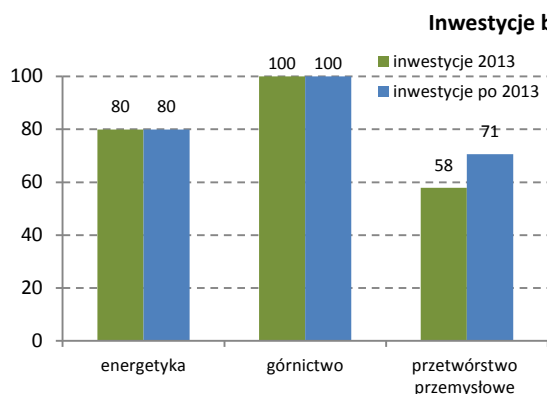
W przetwórstwie przemysłowym więcej inwestycji zamierza zrealizować grupa dużych i bardzo dużych przedsiębiorstw, najmniej inwestorów jest wśród najmniejszych podmiotów. Wniosek ten dotyczy obu rodzaju inwestycji: w ograniczenie emisji gazów i zmniejszenie zużycia energii. Zauważono przy tym, że odkładane w czasie są przede wszystkim inwestycje w dużych przedsiębiorstwach.

Wprowadzenie PEK powinno uruchomić wiele projektów inwestycyjnych skutkujących zarówno zmniejszeniem zużycia energii, jak i ograniczeniem emisji gazów cieplarnianych (o ile sformułowane obecnie plany zostaną zrealizowane). W pierwszym etapie, tj. do 2013 r. będą to głównie inwestycje sektora energetycznego, natomiast po 2013 r. zwiększyć się powinien wkład Przetwórstwa przemysłowego. Przewidywana skala planowanych inwestycji przez firmy przetwórcze będzie jednak mniejsza, a nakłady przeznaczone na te cele wyraźnie niższe niż wydatki deklarowane przez energetykę. Duże różnice, co jest zgodne z oczekiwaniami, pojawią się zwłaszcza w przypadku wysokości nakładów na projekty mające na celu ograniczenie emisji gazów, które będą przez sektor energetyczny

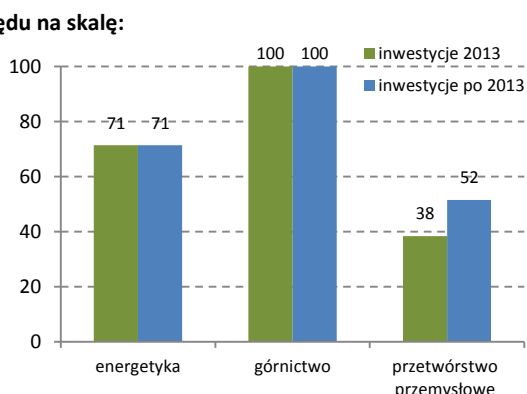
realizowane na większą skalę czterokrotnie częściej niż deklarują to przedsiębiorstwa z sekcji Przetwórstwo przemysłowe. W przetwórstwie nieco większe zainteresowanie budzą inwestycje w ograniczenie zużycia energii. Większość firm przetwórczych zamierza uruchomić takie inwestycje, a co czwarta firma planuje wydać na ten cel znacznie większe kwoty. Są to jednak w dużej mierze dość odległe plany - firmy przetwórcze odkładają większe inwestycje w czasie. Odmierna sytuacja ma miejsce w energetyce, gdzie więcej firm zainwestuje przed 2013 r., niż po 2013 r.

Rysunek 36 Planowane inwestycje.

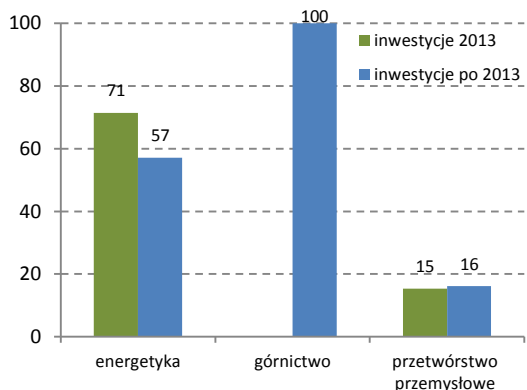
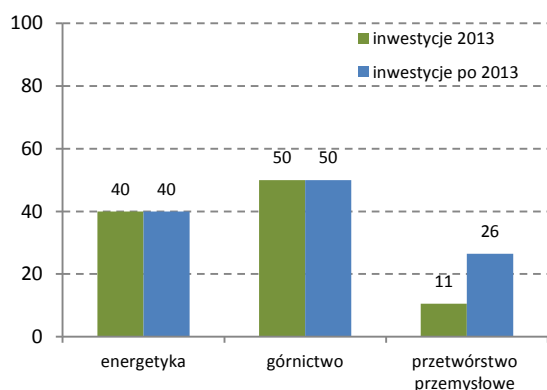
Inwestycje skutkujące ograniczeniem zużycia energii



Inwestycje skutkujące obniżeniem emisji CO₂

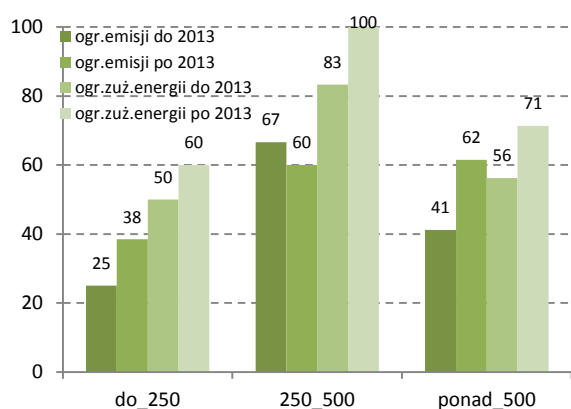


Inwestycje duże i bardzo duże:

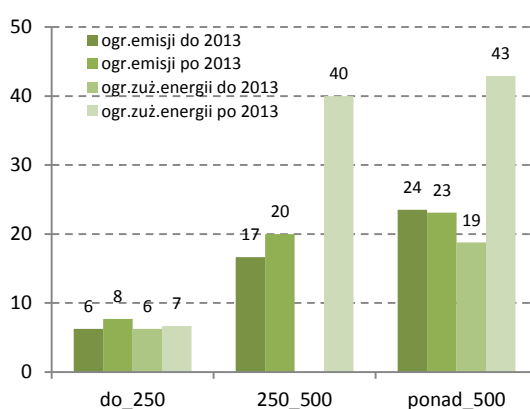


Przetwórstwo przemysłowe:

Inwestycje bez względu na skalę:



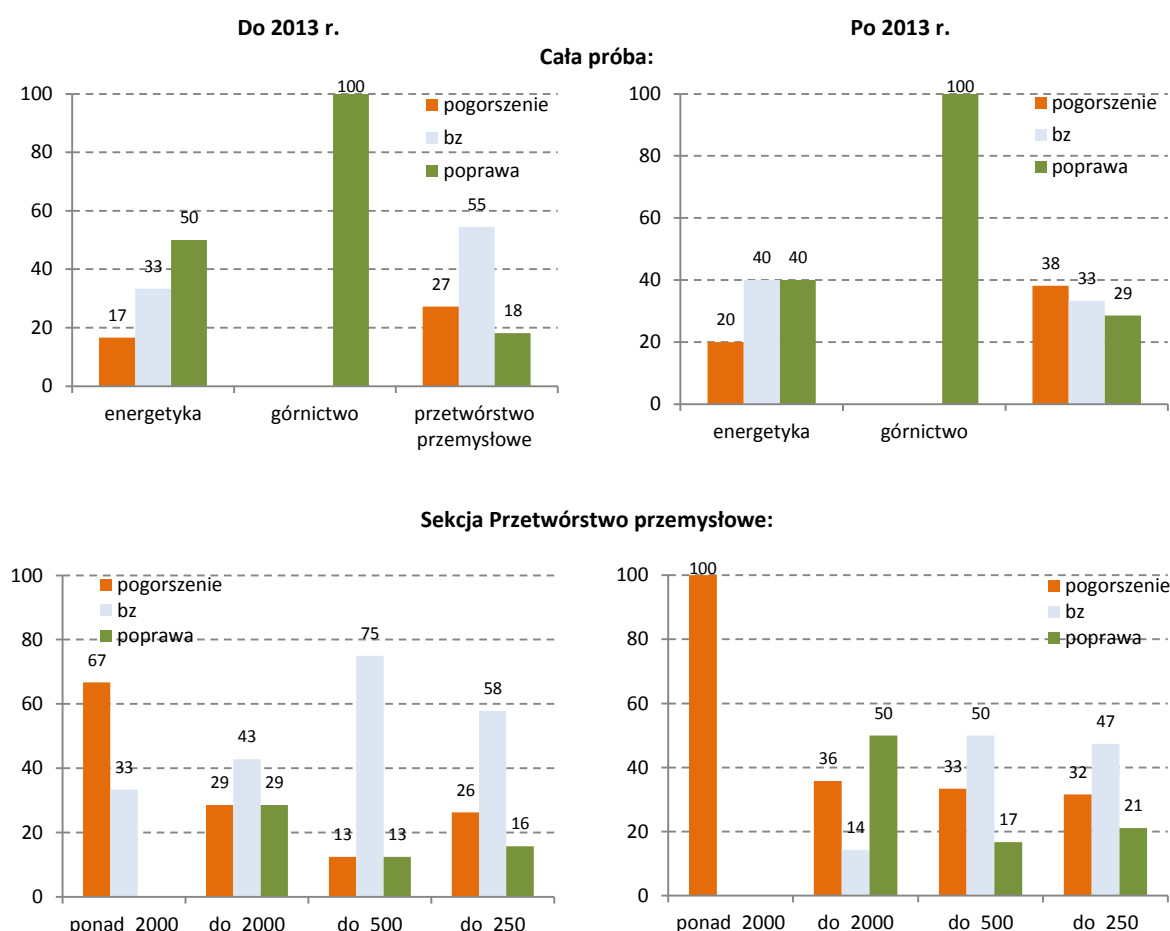
Inwestycje duże i bardzo duże:



10.4.3 Kondycja ekonomiczna

Uzyskane wyniki, świadczą o tym, że wbrew doniesieniom medialnym, wprowadzenie i wejście w życie pakietu może mieć (per saldo) korzystny wpływ, szczególnie na firmy z sektora energetycznego oraz górnictwa. W szczególności, 2 firmy energetyczne deklarują, że na skutek wprowadzenia pakietu ich konkurencyjność na rynku krajowym wzrośnie (1 że spadnie); w odniesieniu do rynku zagranicznego żadna firma nie spodziewa się spadku konkurencyjności, a 1 jego wzrostu. Istotnym czynnikiem, który mógł mieć wpływ na uzyskane odpowiedzi jest stopniowa deregulacja rynku energetycznego i stopniowe uwalnianie ceny energii elektrycznej dla klientów detalicznych powiązane z wprowadzeniem pakietu. Alternatywnie, wprowadzenie i wejście w życie pakietu może być dobrym pretekstem do podniesienia cen regulowanych przez URE. W obydwu przypadkach – ze względu na relatywnie niską elastyczność cenową popytu oraz zaniżenie obecnej ceny regulowanej względem ceny, która ukształtowałaby się na konkurencyjnym rynku – wprowadzenie i wejście w życie pakietu może spowodować ponadprzeciętny wzrost ceny energii elektrycznej, prowadzący do wzrostu marż.

Rysunek 37 Oczekiwane zmiany kondycji ekonomicznej.



Negatywne (per saldo) oceny Przetwórstwa przemysłowego wynikają w głównej mierze z obaw o konkurencyjność na rynkach zagranicznych. W przypadku rynków krajowych oceny (per saldo) również są negatywne, ale w znacznie mniejszym stopniu. Stąd sytuacja wykazuje szczególnie wyraźnie zróżnicowanie w przekroju wg eksportu – o ile eksporterzy spodziewają się pogorszenia swojej ogólnej kondycji ekonomicznej zarówno do 2013. r, jak i później w następstwie wprowadzenia PEK, o tyle nieeksporterzy deklarują, że jego wpływ będzie pozytywny. Bardziej szczegółowa dezagregacja ujawnia, że negatywnych konsekwencji spodziewają się przede wszystkim producenci chemikaliów i metali oraz wytwórcy i przetwórcy koksu oraz ropy naftowej; pozytywnych zaś – producenci cementu i szkła.

10.4.4 Przeniesienie produkcji poza granice Polski

Przedsiębiorstwa krajowe mogą zdecydować się przenieść wysokoemisyjne procesy produkcyjne do krajów o mniej restrykcyjnej polityce ochrony klimatu, co doprowadzi do ucieczki emisji. Z badań ankietowych wynika, że relatywnie niewiele przedsiębiorstw ma w planach przeniesienie produkcji poza granice kraju. Takie deklaracje zgłaszają wyłącznie firmy z sekcji Przetwórstwo przemysłowe. W sumie 3 podmioty (5% tej sekcji; uwzględniono całą próbkę) deklarują, że są zdecydowane na taki krok, a 1 podmiot wskazał na odpowiedź „raczej tak”. Byli to przedstawiciele czterech różnych branż, nie widać zatem koncentrowania się tego niekorzystnego zjawiska. Trudno również ocenić, na ile bezpośrednią przyczyną decyzji o przeniesieniu produkcji jest wprowadzenie pakietu, a na ile decyzja wynika z wcześniej podjętych ustaleń.

Dwukrotnie więcej przedsiębiorstw (13,1% sekcji Przetwórstwo przemysłowe, 8 firm) nie potrafiło w chwili wypełniania formularza jednoznacznie ocenić sytuacji (wybrali odpowiedź „trudno powiedzieć”). Były to głównie firmy z branży przetwórstwa szkła i metali (po 3 podmioty), a ich wątpliwości dotyczyły przede wszystkim lat 2014-2020 (w horyzoncie do 2013 r. niezdecydowane są tylko 2 firmy).

10.4.5 Wpływ na ceny własne przedsiębiorstw

W latach 2012-2013 można oczekiwać umiarkowanego wzrostu cen wynikającego z adaptacji PEK przez sektor przedsiębiorstw. Znaczniejsze podwyżki cen odkładane są w czasie, na po 2013 r. Dotyczy to zwłaszcza sektora energetycznego. W całej próbie ok. 65% firm deklaruje zamiar dokonania podwyżek cen w następstwie wprowadzenia PEK w latach 2012-2013, w tym 50% podmiotów dokona niewielkiej co do skali korekty, a 15% znaczących zmian. W kolejnych latach, tj. po 2013 r., podniesienie cen własnych przewiduje 77% przedsiębiorstw, w tym znaczące podwyżki planuje 36% firm, a niewielkie zmiany - 41% przedsiębiorstw. W przypadku Przetwórstwa przemysłowego skala przewidywanych podwyżek będzie wyraźnie mniejsza niż w energetyce, zwłaszcza w ciągu najbliższych dwóch lat.

Bardziej szczegółowy podział wg branż sugeruje, że wewnątrz sekcji Przetwórstwo przemysłowe wpływ PEK na zmiany cen może być zróżnicowany. Najmniejszych podwyżek można się spodziewać w branżach związanych z produkcją szkła, porcelany oraz ceramicznych materiałów budowlanych, jak też u producentów cementu i wapna. Największe podwyżki cen możliwe są w branżach przetwórstwa ropy oraz w branży chemicznej. W branży papierniczej dynamika wzrostu cen będzie umiarkowana, a większość podwyżek odkładana jest w czasie. Zaobserwowano, że częściej podwyżki cen deklarują firmy, które zorientowane są na rynek krajowy (nie eksportują i nie importują).

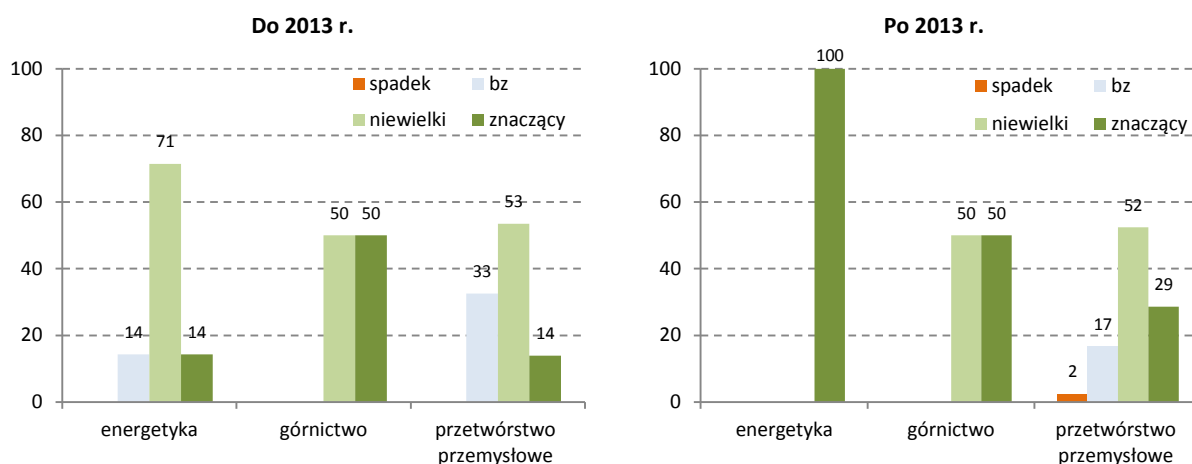
Z danych wynika ponadto, że podwyższyć ceny będą chciały zwłaszcza te przedsiębiorstwa, które zrealizują większe inwestycje (mające na celu ograniczenie emisji gazów i/lub zmniejszenie zużycia energii). W przypadku firm, które nie planują ponosić żadnych nakładów inwestycyjnych (w związku z wprowadzeniem PEK) częściej można spotkać deklaracje utrzymania cen na niezmiennym poziomie.

Innym czynnikiem, który wydaje się mieć związek z formułowanymi przewidywaniami w zakresie zmian cen w następstwie wprowadzenia PEK jest ich zmienność⁶¹, w tym zarówno obserwowana obecnie zmienność cen surowców i materiałów wykorzystywanych do produkcji, jak i zmienność cen produktów własnych. Zauważono, że przedsiębiorstwa, które spodziewają się w najbliższym czasie (IV kw. 2011) zmiany cen (wzrostu lub spadku) częściej informują o możliwości podniesienia cen w związku

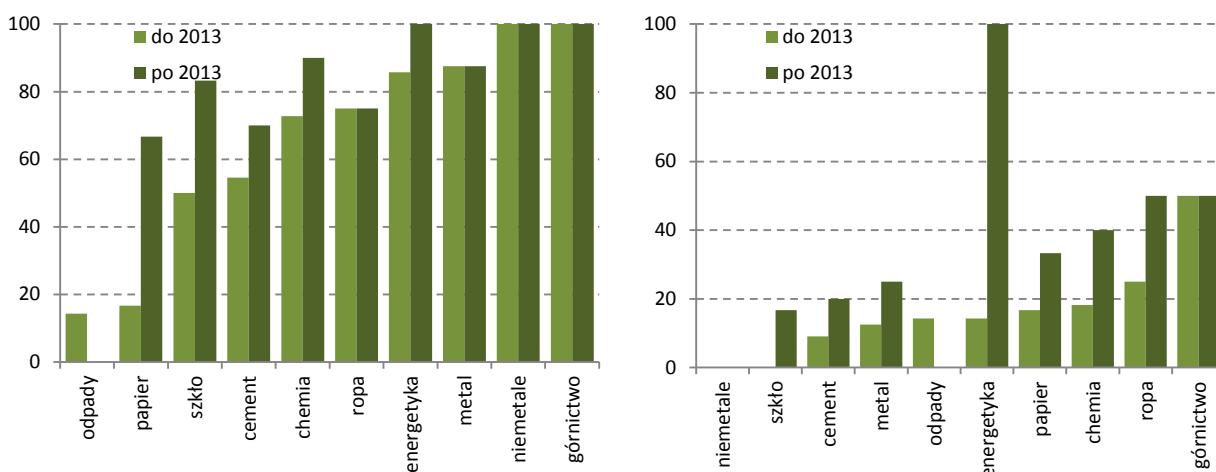
⁶¹ Zmienność zdefiniowano jako przewidywane w najbliższym kwartale zmiany cen. Przedsiębiorstwa z sekcji Przetwórstwo przemysłowe zostały podzielone na trzy klasy: „wzrost” – firmy, które oczekują wzrostu cen surowców i materiałów wykorzystywanych do produkcji w IV kw. 2011 r., „bz” – firmy, które nie oczekują zmian cen surowców oraz „spadek” – firmy, które spodziewają się spadku cen surowców. Analogicznie skonstruowano klasy dla prognoz cen własnych.

z wprowadzeniem PEK. Natomiast firmy, które nie przewidują obecnie zmian cen częściej są zdania, że również wprowadzenie PEK nie będzie powodowało konieczności zmian cen własnych w przyszłości.

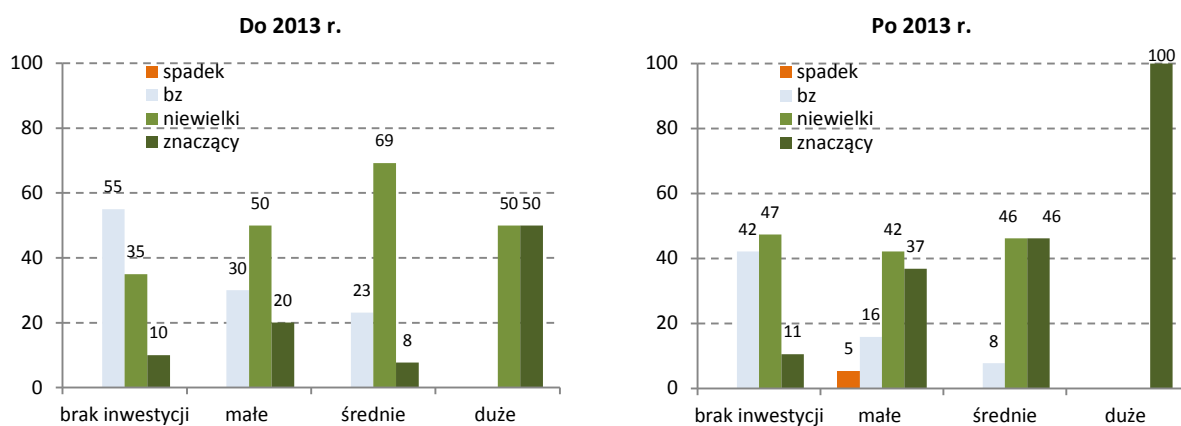
Rysunek 38 Przewidywane zmiany cen w następstwie wprowadzenia PEK.



Rysunek 39 Odsetek firm podnoszących ceny –wg branż.

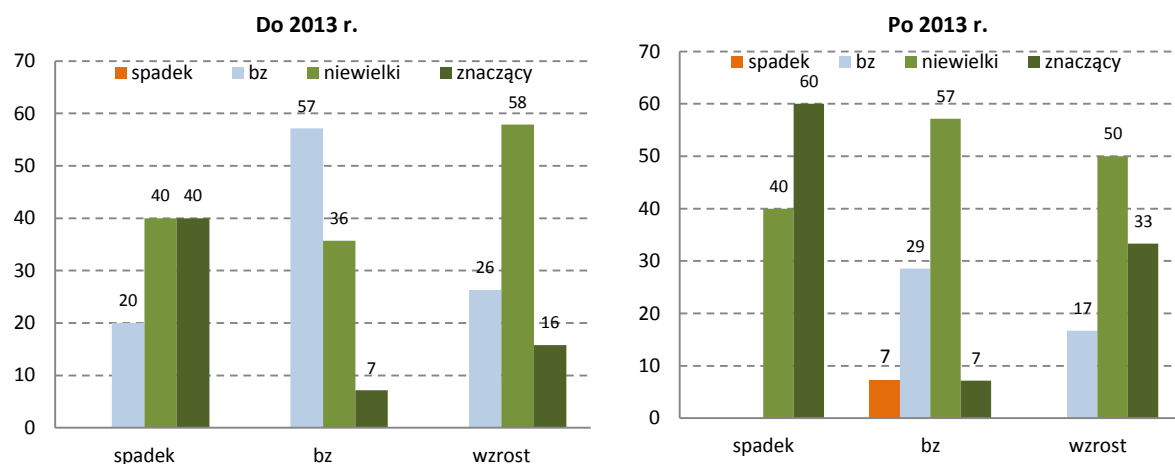


Rysunek 40 Wpływ inwestycji (w celu redukcji emisji gazów i ograniczenia zużycia energii) na ceny własne.

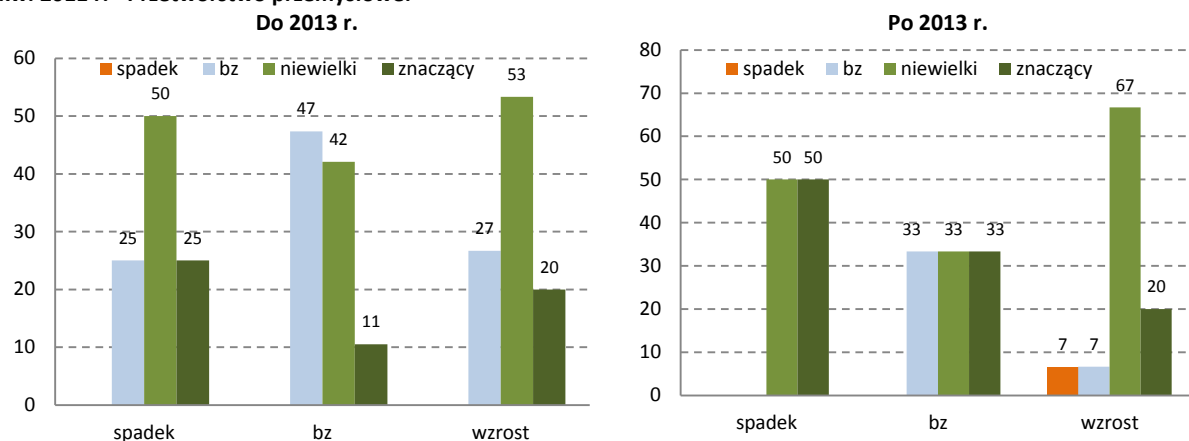


Uwaga: klasy wielkości inwestycji (dolny panel) zostały utworzone w oparciu o oba zawarte w ankiecie pytania nt. planowanej działalności inwestycyjnej (redukcję emisji gazów i ograniczenie zużycia energii) oraz oba okresy, w których zostaną one przeprowadzone

Rysunek 41 Przewidywane zmiany cen w następstwie wprowadzenia PEK w klasach prognoz cen surowców na IV kw. 2011 r. - Przetwórstwo przemysłowe.



Rysunek 42 Przewidywane zmiany cen w następstwie wprowadzenia PEK w klasach prognoz cen własnych produktów na IV kw. 2011 r. - Przetwórstwo przemysłowe.



11 Wnioski dla polityki pieniężnej

Duża część niniejszej analizy poświęcona jest analizie skutków wprowadzenia pakietu energetyczno-klimatycznego dla różnych podmiotów ekonomicznych – producentów (energii i pozostałych), gospodarstw domowych – i reakcji gospodarki na tę zmianę otoczenia gospodarczego w której funkcjonują podmioty. Choć w zasadzie analizowane procesy mają raczej sektorowy charakter, to jednak rodzi się pytanie czy PEK może rodzić konsekwencje dla prowadzenia polityki pieniężnej w Polsce. Szczególnie, że pomimo swojego sektorowego charakteru, zmiany te będą miały efekty widoczne w skali całej gospodarki. Przeprowadzone analizy, oparte na modelach o różnych koncepcjach teoretycznych wydają się mieć zbieżne przewidywania – w scenariuszu standardowym (wyniki zależą w sposób bezpośredni i oczywisty od przyjętej ceny pozwolenia na emisję) spadek aktywności gospodarczej, mierzony obniżeniem dynamiki PKB, szacowany jest na 0,1 pp. w 2013 r. (i słabnący w 2014 r.) a towarzyszący temu wzrost cen może mieć skalę 0,3-0,5 pp. w 2013 r. (i zdecydowanie niższą w 2014). Dodatkowo, należy oczekiwać raczej silniejszego dostosowania się konsumpcji niż inwestycji, niższego eksportu i najprawdopodobniej wyższego importu (efekt relatywnej konkurencyjności), jak również niższego zatrudnienia. Efekty makroekonomiczne mogą się ponadto istotnie różnić w zależności od sposobu wykorzystania dodatkowych dochodów budżetu sektora finansów publicznych z handlu uprawnieniami do emisji.

Przeprowadzone analizy wskazują, że wprowadzenie PEK jest w zasadzie podtrzymanym impulsem zwiększającym bezpośrednio koszty produkcji w pewnych sektorach gospodarki, jednak biorąc pod uwagę ich znaczenie w strukturze produkcyjnej innych sektorów, podniesie to koszty funkcjonowania całej gospodarki. Tego typu impuls, prowadzący do spadku aktywności gospodarczej przy wyższych cenach ma charakter podażowy. Strategia polityki pieniężnej w Polsce wyraźnie omawia sposób jej reakcji na wstrząsy tego typu:

„...Dylematy polityki pieniężnej w przypadku tego typu wstrząsów przedstawiają się następująco: Próba neutralizowania przez politykę pieniężną wpływu wstrząsu podażowego na inflację może pogłębiać spadek dynamiki produkcji, wynikający z niekorzystnego oddziaływania tego wstrząsu na konsumpcję i inwestycje. Z kolei próba zamortyzowania – poprzez ekspansywną politykę pieniężną – realnych skutków wstrząsu podażowego, wywołującego wzrost inflacji i spadek dynamiki produkcji, powoduje z reguły utrwalenie się podwyższonej inflacji. W takiej sytuacji w następnych okresach konieczne jest prowadzenie znacznie bardziej restrykcyjnej polityki pieniężnej. Powoduje ona silniejsze spowolnienie tempa wzrostu gospodarczego, niż zaostrzenie tej polityki, niedopuszczające do utrwalenia się podwyższonej inflacji. Reakcja banku centralnego na wstrząs zależy od oceny trwałości jego skutków, w tym od oceny ryzyka pojawienia się tzw. efektów drugiej rundy...”⁶²

Innym sposobem na interpretację istoty PEK jest fakt, że w zasadzie prowadzi on do zmiany cen relatywnych w gospodarce. Bank centralny nie powinien reagować na zmiany cen realnych (szczególnie mających długookresowy charakter), choć może przeciwdziałać ich krótkookresowym negatywnym skutkom poprzez odpowiednio zbalansowaną politykę stóp procentowych (Lacunza, 2008), w szczególności mającą na celu odpowiednie zarządzanie oczekiwaniami inflacyjnymi.

Zatem, kluczem do odpowiedniego dostosowania się polityki pieniężnej do zmian wprowadzonych razem z PEK w krótkim okresie jest zachowanie się oczekiwań inflacyjnych i występowania tzw. efektów drugiej rundy, czyli wzrostów płac w reakcji na wyższą inflację, co prowadzi do dalszych wzrostów cen i nakręcania się spirali płacowo-inflacyjnej. Warto zauważyć, że pośród krajów Unii Europejskiej gospodarka polska, relatywnie silnie uzależniona od węgla jako źródła energii, będzie stosunkowo silnie

⁶² „Założenia polityki pieniężnej na rok 2012”, Narodowy Bank Polski, Rada Polityki Pieniężnej Warszawa, sierpień 2011 r.

dotknięta negatywnymi efektami PEK co wywoła pogorszenie się pozycji konkurencyjnej polskich przedsiębiorstw, również względem naszych najistotniejszych partnerów handlowych. Przy materializacji efektów drugiej rundy, jeśli wzrosty wynagrodzeń realnych będą wyższe od zmian wydajności, doprowadzi do dalszego spadku konkurencyjności gospodarki i pogłębi negatywne oddziaływanie pierwotnego szoku dla poziomu aktywności gospodarczej. Warto przedyskutować zatem możliwość wystąpienia efektów drugiej rundy, szczególnie, że użyte w tym opracowaniu modele ekonomiczne nie uwzględniają tego efektu.

Z jednej strony charakter szoku (mimo tego, że jest to w zasadzie zmiana cen relatywnych to dotyczy on bezpośrednio cen istotnych wydatków gospodarstw domowych, o względnie niskiej elastyczności popytowej oraz ma raczej trwały charakter, co wpływa na wzrost kosztów życia i może wywołać wzrost oczekiwań inflacyjnych i żądań płacowych, por. Łyziak, 2009) i jego skala mogą sugerować, że wystąpienie efektów drugiej rundy jest prawdopodobne i pojawi się przestrzeń dla odpowiedniego dopasowania parametrów polityki pieniężnej. Z drugiej strony istnieje szereg uwarunkowań, które pozwalają przypuszczać, że podwyższona presja płacowa z tego tytułu będzie miała ograniczony charakter. Po pierwsze dostępne prognozy makroekonomiczne większości ośrodków analitycznych wskazują, że za względu na trwające problemy (fiskalne i bardziej średniookresowe, związane z konkurencyjnością) w wielu krajach europejskich, w szczególności strefy euro, zarówno w 2012, jak i 2013 nie należy liczyć się z szybkim wzrostem gospodarczym w Polsce. Zatem sytuacja na rynku pracy nie będzie się istotnie poprawiać, co wydatnie osłabia relatywną pozycję przetargową pracowników w negocjacjach płacowych. Również niskie uzwiązkowienie polskiej gospodarki⁶³ może być czynnikiem osłabiającym ewentualne efekty drugiej rundy. Ponadto, badania ankietowe, prowadzone przez NBP⁶⁴, sugerują że oczekiwania płacowe bezrobotnych dostosowują się (choć z opóźnieniem) do warunków popytowo-podażowych na rynku pracy, co wskazuje, że presja na wzrost płac może być ograniczona zarówno ze strony pracujących, jak i poszukujących pracy. Niemniej jednak istotne jest monitorowanie zmian w oczekiwaniach inflacyjnych osób prywatnych oraz obserwacja czynników wpływających na presję inflacyjną i kształtowanie się jednostkowych kosztów pracy zarówno przed, jak i po wprowadzeniu PEK aby móc w razie potrzeby dostosować parametry polityki pieniężnej i nie dopuścić do utrwalenia się podwyższonej inflacji.

Z perspektywy polityki pieniężnej, a w szczególności zachowania odpowiedniego *policy mix*, istotny jest sposób, w jaki zostaną wykorzystane dochody sektora finansów publicznych z handlu prawami do emisji. Symulacje przedstawione w rozdziale 6 pokazują, że reakcja gospodarki na wprowadzenie PEK może być bardzo różna w zależności od sposobu wydatkowania dodatkowych dochodów SFP, a w szczególnym przypadku (w scenariuszu typu *double-dividend* przy zmiennych płacach, obniżającym narzuty na wynagrodzenie czynnika pracy) może bardziej pozytywne konsekwencje dla wzrostu gospodarczego. Ponieważ zmienia to charakterystykę pierwotnego podażowego impulsu, może również zmieniać sposób optymalnej reakcji polityki pieniężnej. Odpowiednie zapisy prawne nie zostały jeszcze zaproponowane i istotne jest tu monitorowanie sytuacji.

Optymalna strategia polityki pieniężnej w Polsce na wprowadzenie PEK wymaga zatem odpowiedniego wyważenia czynników inflacjogennych i hamujących wzrost gospodarczy, przy jednoczesnym uwzględnieniu możliwych efektów drugiej rundy, przeciwdziałaniu utrwalania się podwyższonych oczekiwań inflacyjnych i akomodacji ewentualnych zmian w polityce fiskalnej. Warto tu nadmienić, że tego typu reakcja polityki pieniężnej jest konsekwencją polityki bezpośredniego celu inflacyjnego (*Direct Inflation Targeting – DIT*) prowadzonej przez Narodowy Bank Polski. Wymaga ona zdecydowanej reakcji polityki pieniężnej na czynniki, które długotrwale odchylają inflację od celu (najczęściej poza dopuszczalne pasmo wahań inflacji wokół celu, w Polsce jest to zakres 1,5% - 3,5%), a symulacje

⁶³ „Badania Ankietowe Rynku Pracy – Raport 2011”, NBP, Warszawa, 2011, http://www.nbp.pl/publikacje/arp/raport_2010.pdf

⁶⁴ Ibidem

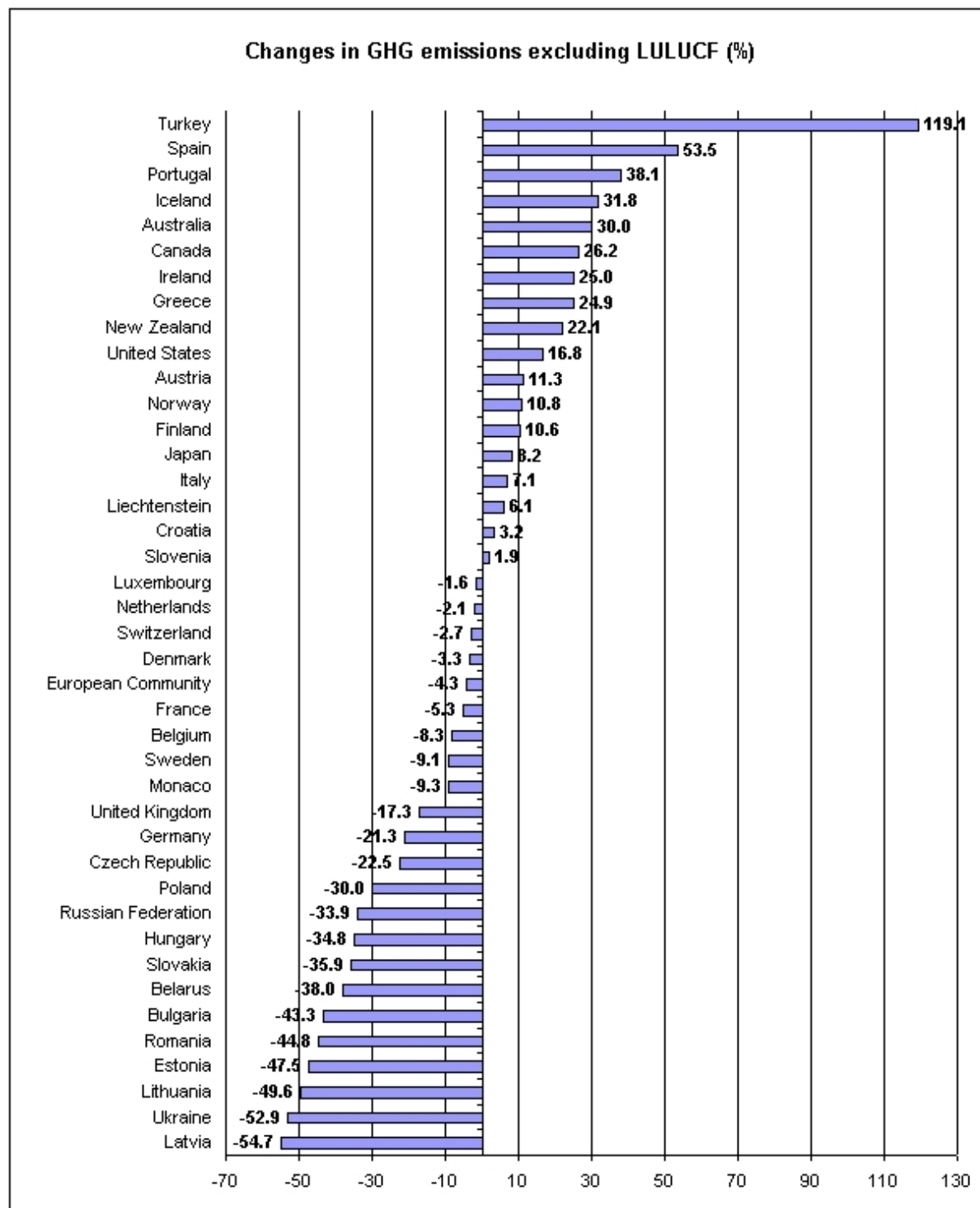
przedstawione w rozdziale 7 wskazują, że efektem PEK będzie raczej trwałe podniesienie poziomu cen, a nie inflacji (impuls dla inflacji będzie miał charakter wygasający). Warto tu wspomnieć, że w przypadku prowadzenia polityki stabilizacji poziomu cen (*Price Level Targeting* – *PLT*⁶⁵), właśnie ze względu na trwałe podniesienie poziomu cen z tytułu wprowadzenia PEK, polityka pieniężna stałaby przed znacznie poważniejszym dylematem: czy uznać, że efekt PEK będzie miał głównie charakter zmian cen relatywnych, który nie wymaga dostosowania parametrów polityki pieniężnej czy raczej zaakomodować cały będący jego efektem ogólny wzrost cen, doprowadzając do spadku cen w innych częściach gospodarki i hamując jednocześnie i dodatkowo wzrost gospodarczy. W Polsce dylemat ten, choć oczywiście istnieje, jest mniej poważny.

⁶⁵ Tego typu polityka była prowadzona np. w Szwajcarii.

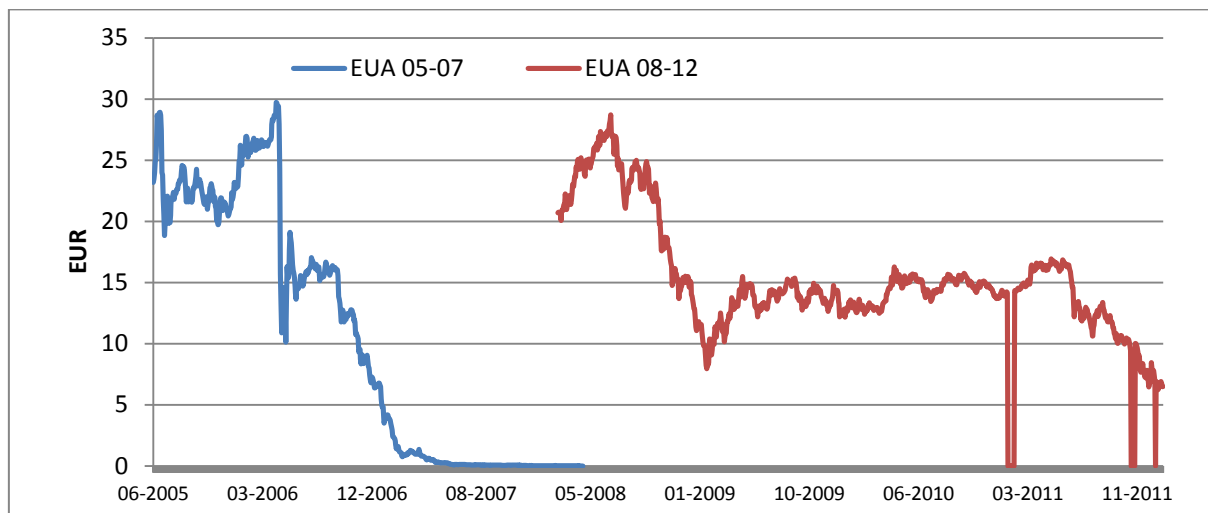
12 Załączniki

12.1 Dodatkowe rysunki i tabele

Rysunek 43. Zmiany emisji gazów cieplarnianych w różnych krajach bez uwzględnienia odpowiedniego gospodarowania ziemią i lasami pomiędzy rokiem 1990 a rokiem 2009 wyrażone w procentach.



Źródło: <http://unfccc.int/>

Rysunek 44 Notowania cen uprawnień do emisji CO₂.

Źródło: giełda Bluenext.

Tabela 23 Zewnętrzne prognozy kształtowania się cen uprawnień do emisji 1 tony CO₂ (w EUR).

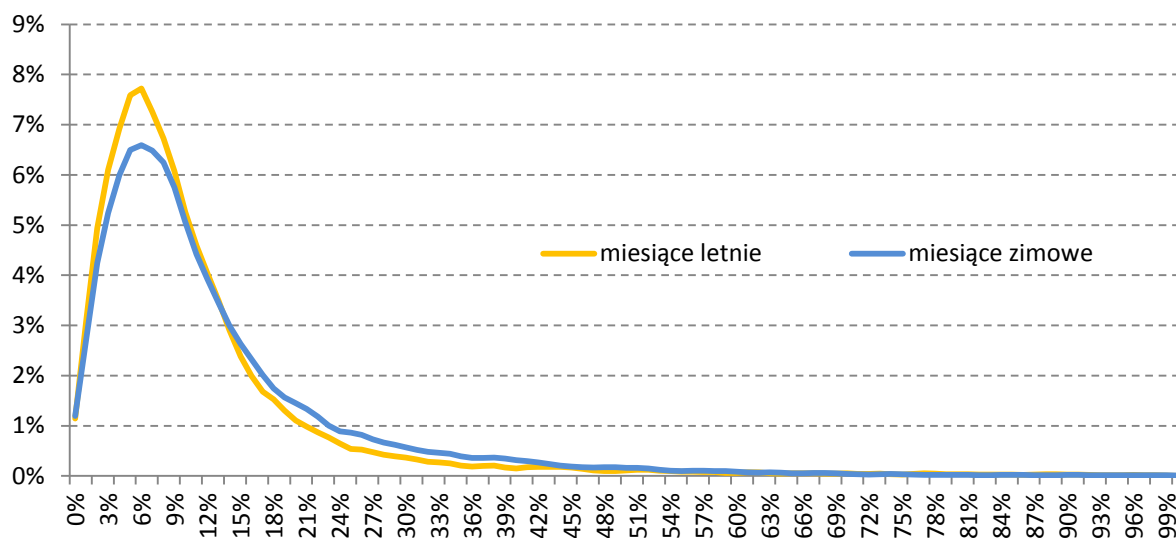
Podmiot prognozujący	2013	II okres (2013-2020)
70Watt	-	15,60
Barclays Capital	20,00	27,00
Deutsche Bank	17,00	24,00
MF Global	13,00	18,12
Nomisma Energia	16,40	25,50
Point Carbon	17,00	22,00
Schwarzthal Kapital	23,00	26,00
SocGen/orbeo	18,00	-
Tschach Solutions	17,00	-
Unicredit	15,60	21,00
Średnia:	17,44	22,40

Źródło: Wiśniewski (2011)

Tabela 24: Scenariusze podwyżek cen energii w 2013 roku spowodowane wprowadzeniem pakietu klimatycznego a odsetek gospodarstw domowych o wydatkach na nośniki energii przekraczających 10% ich dochodu

		Scenariusz bazowy (bez podwyżki cen energii)		EUA 8		EUA 14		EUA 29		EUA 40	
		U = udział GD o wydatkach na nośniki energii przekraczających 10% dochodów w danej grupie GD	V = udział GD o wydatkach na nośniki energii przekraczających 10% dochodów w całości GD	wzrost U w stosunku do scenariusza bazowego	wzrost V w stosunku do scenariusza bazowego	wzrost U w stosunku do scenariusza bazowego	wzrost V w stosunku do scenariusza bazowego	wzrost U w stosunku do scenariusza bazowego	wzrost V w stosunku do scenariusza bazowego	wzrost U w stosunku do scenariusza bazowego	wzrost V w stosunku do scenariusza bazowego
gospodarstwa domowe ogółem		44,5%		1,1%		1,8%		3,7%		5,3%	
gospodarstwa biedne	ogółem	55,5%	8,5%	1,5%	0,2%	2,2%	0,3%	4,4%	0,7%	6,0%	0,9%
	pracowników	50,1%	3,4%	1,5%	0,1%	2,1%	0,1%	4,9%	0,3%	6,5%	0,4%
	rolników	49,2%	0,5%	0,5%	0,0%	2,0%	0,0%	3,8%	0,0%	4,9%	0,1%
	pracujących na własny rachunek	57,5%	0,3%	2,4%	0,0%	3,8%	0,0%	5,6%	0,0%	9,2%	0,1%
	emerytów i rencistów	60,0%	3,2%	1,6%	0,1%	2,5%	0,1%	4,0%	0,2%	5,4%	0,3%
	utrzymujących się z niezarobkowych źródeł	65,4%	1,1%	1,0%	0,0%	1,5%	0,0%	3,2%	0,1%	5,2%	0,1%
gospodarstwa pozostałe	ogółem	42,5%	36,0%	1,0%	0,8%	1,7%	1,4%	3,6%	3,1%	5,2%	4,4%
	pracowników	33,7%	14,5%	1,1%	0,5%	1,8%	0,8%	3,6%	1,6%	5,3%	2,3%
	rolników	32,4%	0,9%	0,9%	0,0%	1,5%	0,0%	3,0%	0,1%	3,7%	0,1%
	pracujących na własny rachunek	34,5%	2,2%	1,3%	0,1%	2,2%	0,1%	4,1%	0,3%	5,6%	0,4%
	emerytów i rencistów	57,6%	17,3%	0,8%	0,2%	1,5%	0,4%	3,6%	1,1%	5,1%	1,5%
	utrzymujących się z niezarobkowych źródeł	46,0%	1,1%	0,7%	0,0%	1,0%	0,0%	3,1%	0,1%	3,8%	0,1%

Rysunek 45 Estymatory jądrowe dla udziałów wydatków na nośniki energii w dochodach gospodarstw domowych dla miesięcy letnich (kwiecień-wrzesień) i zimowych (październik-marzec), dane z BBGD z 2010 roku



Rysunek 46: Estymatory jądrowe dla udziałów wydatków na nośniki energii w dochodach gospodarstw domowych na danych z BBGD z 2009 oraz 2010 roku

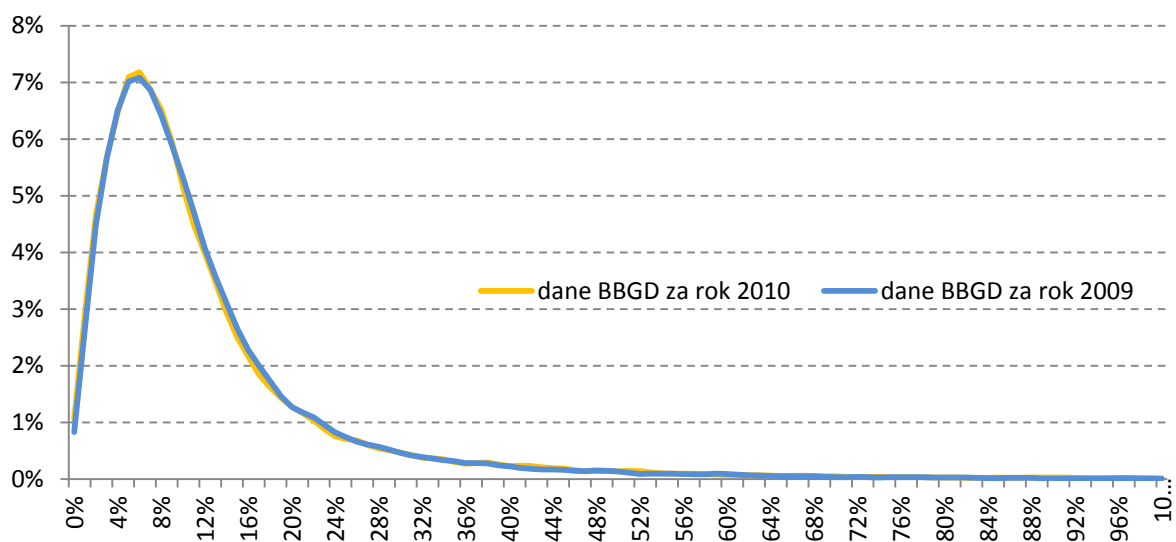


Tabela 25: Wyniki estymacji regresji ważonej (wagi odpowiadające rozkładowi populacji), gdzie zmienną objaśniającą jest logarytm wydatków na nośniki energii, na podpóbie gospodarstw domowych deklarujących odpowiednie warunki mieszkaniowe oraz deklarujących sytuację materialną nie lepszą niż „dobra”, dane z BBGD 2010 r.

	Ocena parametru	Błąd standardowy	Wartość t	Pr> t
stała	3,72503	0,23815	15,64	<.0001
miesiąc badania				
styczeń	-0,01384	0,02451	-0,56	0,5724
luty	0,01367	0,02443	0,56	0,5757
marzec	-0,06476	0,02428	-2,67	0,0076
kwiecień	-0,13443	0,02435	-5,52	<.0001
maj	-0,18655	0,02443	-7,64	<.0001
czerwiec	-0,16875	0,02415	-6,99	<.0001
lipiec	-0,10469	0,02433	-4,3	<.0001
sierpień	-0,09835	0,02425	-4,06	<.0001
wrzesień	-0,02766	0,02433	-1,14	0,2557
październik	0,02656	0,0243	1,09	0,2744
listopad	0,00913	0,02416	0,38	0,7056
grudzień				
rodzaj budynku				
budynek wielorodzinny	0,06891	0,11245	0,61	0,54
dom jednorodzinny w zabudowie szeregowej (również bliźniak)	0,11612	0,11441	1,01	0,3101
dom jednorodzinny wolnostojący	0,0795	0,11294	0,7	0,4815
inny				
okres wybudowania budynku				
przed 1946 r.	0,07565	0,05709	1,33	0,1851
w latach 1946 -1960	0,06058	0,05707	1,06	0,2885
w latach 1961 - 1980	0,04652	0,05581	0,83	0,4045
w latach 1981 - 1995	0,0914	0,0561	1,63	0,1033
w latach 1996 - 2006	-0,02288	0,05771	-0,4	0,6917
po 2006 r.				
logarytm powierzchni mieszkania	-0,168	0,03212	-5,23	<.0001
logarytm powierzchni użytkowej mieszkania	0,53794	0,03332	16,15	<.0001
liczba pokoi	0,04559	0,00658	6,92	<.0001
województwo				
dolnośląskie	-0,06562	0,02988	-2,2	0,0281
kujawsko-pomorskie	-0,03409	0,03186	-1,07	0,2847
lubelskie	-0,22523	0,03192	-7,06	<.0001
lubuskie	-0,08067	0,0395	-2,04	0,0411
łódzkie	-0,07913	0,03016	-2,62	0,0087
małopolskie	-0,00901	0,02956	-0,3	0,7604
mazowieckie	-0,04348	0,02713	-1,6	0,1091
opolskie	-0,17126	0,03865	-4,43	<.0001
podkarpackie	-0,08197	0,03345	-2,45	0,0143
podlaskie	-0,18017	0,0375	-4,8	<.0001
pomorskie	-0,12783	0,03166	-4,04	<.0001
śląskie	0,01544	0,02777	0,56	0,5782
świętokrzyskie	0,03428	0,0365	0,94	0,3476
warmińsko-mazurskie	-0,0068	0,03542	-0,19	0,8478
wielkopolskie	0,00793	0,02909	0,27	0,7852
zachodniopomorskie				
wodociąg z sieci (vs. ujęcie własne)	0,02867	0,02297	1,25	0,2119
osobne WC	0,02988	0,01124	2,66	0,0078
ciepła woda z sieci (vs. ogrzewana lokalnie)	0,03824	0,01579	2,42	0,0155
sposób ogrzewania mieszkania				
centralne ogrzewanie z sieci	0,00695	0,18156	0,04	0,9695
centralne ogrzewanie lokalne	-0,14203	0,18067	-0,79	0,4318
piece na opał	-0,21806	0,18173	-1,2	0,2302
piece elektryczne (gazowe)	0,11897	0,18248	0,65	0,5144
inne				
gaz z butli (vs. z sieci)	0,22308	0,01288	17,32	<.0001
czy GD posiada drugi dom?	0,26395	0,04602	5,74	<.0001

R-kwadrat dla modelu: 11,05%; liczba obserwacji: 23 011

12.2 Wykaz działalności objętej obowiązkiem posiadania uprawnień do emisji gazów

Pogrubieniem zaznaczono sektory, które były objęte systemem handlu uprawnieniami do emisji od 2005 roku (zgodnie z Dyrektywą 2003/87/WE), pozostałe branże zostaną obciążone ww obowiązkiem od 1 stycznia 2013 roku (wraz z wejściem w życie Dyrektywy 2009/29/WE).

- **Spalanie paliw w instalacjach o całkowitej nominalnej mocy cieplnej przekraczającej 20 MW (z wyjątkiem instalacji spalania odpadów niebezpiecznych lub komunalnych)**
- **Rafinowanie olejów mineralnych**
- **Produkcja koksu**
- **Instalacje prażenia lub spiekania rudy metalu (łącznie z rudą siarczkową)**
- **Produkcja surówki odlewniczej lub stali (pierwotny i wtórny wytop) łącznie z odlewaniem stałym, z wydajnością powyżej 2,5 ton na godzinę**
- Produkcja lub obróbka metali żelaznych (w tym stopów żelaznych), w której wykorzystywane są jednostki spalania o całkowitej nominalnej mocy cieplnej przekraczającej 20 MW. Obróbka obejmuje między innymi walcownie, piece do ponownego ogrzewania, piece do wyżarzania, kuźnie, odlewnie oraz instalacje służące do powlekania i wytrawiania metali.
- Produkcja pierwotnego aluminium.
- Produkcja wtórnego aluminium, w której wykorzystywane są jednostki spalania o całkowitej nominalnej mocy cieplnej przekraczającej 20 MW.
- Produkcja lub obróbka metali nieżelaznych, w tym produkcja stopów, rafinacja, odlewnictwo itp., w której wykorzystywane są jednostki spalania o całkowitej nominalnej mocy cieplnej (w tym paliwa wykorzystywane jako czynniki redukujące) przekraczającej 20 MW.
- **Produkcja klinkieru cementowego w piecach obrotowych o zdolności produkcyjnej przekraczającej 500 ton dziennie lub innych piecach o zdolności produkcyjnej powyżej 50 ton dziennie**
- **Produkcja wapna, lub kalcynacja dolomitu i magnezytu w piecach obrotowych lub innych piecach o zdolności produkcyjnej przekraczającej 50 ton dziennie**
- **Wytwarzanie szkła, łącznie z włóknem szklanym, z wydajnością przetopu przekraczającą 20 ton dziennie**
- **Produkcja wyrobów ceramicznych przez wypalanie, w szczególności produkcja dachówek, cegieł, cegieł ognioodpornych, kafelków, wyrobów kamionkowych i porcelany, o wydajności powyżej 75 ton dziennie**
- Wytwarzanie materiałów izolacyjnych z wełny mineralnej z wykorzystaniem szkła, surowców skalnych lub żużlu przy użyciu zdolności produkcyjnej przekraczającej 20 ton dziennie
- Osuszanie lub kalcynacja gipsu lub produkcja płyt gipsowo-kartonowych i innych wyrobów gipsowych, jeżeli wykorzystywane są instalacje spalania o łącznej nominalnej mocy cieplnej przekraczającej 20 MW
- **Produkcja pulpy drzewnej lub innych materiałów włóknistych**
- **Produkcja papieru lub tektury o wydajności przekraczającej 20 ton dziennie**
- Produkcja sadzy, w tym karbonizacja substancji organicznych takich jak oleje mineralne, smoły, pozostałości krakowania i destylacji, jeżeli wykorzystywane są jednostki spalania o całkowitej nominalnej mocy cieplnej przekraczającej 20 MW
- Produkcja kwasu azotowego
- Produkcja kwasu adypinowego
- Produkcja kwasu glioksalowego i glioksylogowego
- Produkcja amoniaku
- Produkcja chemikaliów organicznych luzem poprzez krakowanie, reformowanie, częściowe lub pełne utlenianie albo poprzez podobne procesy, przy zdolności produkcyjnej przekraczającej 100 ton dziennie
- Produkcja wodoru (H₂) i gazu do syntezy w drodze reformowania lub częściowego utleniania, przy zdolności produkcyjnej przekraczającej 25 ton dziennie
- Produkcja węglanu sodowego (Na₂CO₃) oraz wodorowęglanu sodu (NaHCO₃)

- Wychwytywanie gazów cieplarnianych z instalacji objętych niniejszą dyrektywą celem ich transportu i geologicznego składowania w składowisku dopuszczonym na mocy dyrektywy 2009/31/WE
- Transport gazów cieplarnianych rurociągami w celu ich geologicznego składowania w składowisku dopuszczonym na mocy dyrektywy 2009/31/WE
- Geologiczne składowanie gazów cieplarnianych w składowisku dopuszczonym na mocy dyrektywy 2009/31/WE
- Lotnictwo: loty, które rozpoczynają się lub kończą na lotnisku znajdującym się na terytorium państwa członkowskiego, do którego zastosowanie mają postanowienia Traktatu.
- Działania te nie obejmują:
 - lotów wykonywanych wyłącznie w celu przewozu — podczas oficjalnej misji — panującego monarchy i członków jego najbliższej rodziny, szefów państw, szefów rządów i ministrów wchodzących w skład rządów innego państwa niż państwo członkowskie, w przypadku gdy jest to potwierdzone w odpowiednim polu planu lotu;
 - lotów wojskowych wykonywanych przez wojskowe statki powietrzne, lotów służby celnej i policji;
 - lotów związanych z działaniami poszukiwawczo-ratowniczymi, lotów przeciwpożarowych i gaśniczych, lotów z pomocą humanitarną i lotów służb ratownictwa medycznego, na które zezwolił odpowiedni właściwy organ;
 - wszelkich lotów wykonywanych wyłącznie na mocy przepisów dotyczących lotów z widocznością, określonych w załączniku do konwencji z Chicago;
 - lotów kończących się na lotnisku, z którego wystartował statek powietrzny, wykonywanych bez międzylądowania;
 - lotów szkoleniowych wykonywanych wyłącznie w celu uzyskania licencji lub uzyskania uprawnień w przypadku członków załogi lotniczej, jeżeli jest to potwierdzone odpowiednią adnotacją w planie lotu, pod warunkiem że lot nie jest wykorzystywany do przewozu pasażerów ani ładunku lub do przebazowania statku powietrznego;
 - lotów wykonywanych wyłącznie w celu przeprowadzenia badań naukowych lub w celu sprawdzenia, przetestowania lub przeprowadzenia procesu certyfikacji statku powietrznego lub urządzenia zarówno pokładowego, jak i naziemnego;
 - lotów wykonywanych przez statek powietrzny o maksymalnej certyfikowanej masie startowej poniżej 5 700 kg.;
 - lotów wykonywanych w ramach zobowiązań z tytułu świadczenia usług publicznych nałożonych zgodnie z rozporządzeniem (EWG) nr 2408/92 na trasach w regionach najbardziej oddalonych określonych w art. 299 ust. 2 Traktatu lub na trasach, których oferowana wydajność nie przekracza 30 000 miejsc rocznie; oraz
 - lotów, które w innym przypadku mieściłyby się w zakresie niniejszej kategorii działań, wykonywanych przez operatora wykonującego zarobkowe przewozy lotnicze, który wykonuje:
 - mniej niż 243 loty w jednym okresie przez trzy kolejne czteromiesięczne okresy, albo loty, których łączna roczna emisja wynosi mniej niż 10 000 ton.
 - Z zakresu niniejszej litery nie można wyłączyć lotów wykonywanych wyłącznie w celu przewozu, w czasie pełnienia oficjalnej misji, panującego monarchy i członków jego najbliższej rodziny, głów państw, szefów rządów i ministrów, państw członkowskich.

12.3 Model równowagi ogólnej CGE

Wszystkie równania użyte w obliczenia zapisane są przy użyciu procentowych odchyień zmiennych ekonomicznych od rozwiązania bazowego. Przyjęto następującą konwencję zapisu: małymi literami oznaczono zmiany procentowe, a poziomy odpowiadających im zmiennych oznaczono literami wielkimi.

Aby zachować jak największą zgodność modelu z rachunkami narodowymi, podmioty gospodarcze wyszczególnione w modelu, to gospodarstwa domowe, rząd, przedsiębiorstwa, banki i sektor

zewnątrzny. Poniżej znajduje się skrócony opis procesów produkcyjnych, problemu optymalizacyjnego gospodarstw domowych oraz rachunków rządu.

Podaż dóbr zachowuje się zgodnie z założeniem niedoskonałych substytutów w produkcji, zgodnie z funkcją produkcji o stałej elastyczności transformacji pomiędzy dobrami dostarczonymi na rynek krajowy i eksportowanymi. Podmioty w kraju traktują egzogeniczne ceny światowe jako dane. Podaż dobra dana jest równaniem:

$$x_{mw} = \sum_o \lambda_{wo}^m p_{om} + z_m$$

gdzie x_{mw} to procentowa zmiana podaży dobra m do kraju docelowego w , λ_{wo}^m to własna i krzyżowa elastyczność podaży dobra do każdego kraju docelowego, p_{om} to ceny dóbr w każdym z krajów docelowych, a z_m to procentowa zmiana agregatu produkcji dobra m .

Procesy produkcyjne zachodzą zgodnie z wielokrotnie zagnieżdżoną funkcją produkcji o stałej elastyczności substytucji (CES). Produkcja składa się z wartości dodanej (na którą składają się wynagrodzenia czynników produkcji – trzech rodzajów pracy i kapitału) oraz dóbr pośrednich. Popyt na czynniki produkcji wyrażony jest równaniem:

$$v_{mn} = \sum_l \lambda_{ml}^n q_l^m + z_m - a_m,$$

Gdzie v_{mn} to popyt na n -ty czynnik w produkcji dobra m , λ_{ml}^n to elastyczności warunkowego popytu na czynniki produkcji (własne i krzyżowe), a a_m to miara postępu technicznego w produkcji dobra m . W powyższym równaniu, q_l^m to cena, którą przedsiębiorstwo musi zapłacić za jednostkę czynnika produkcji l , uwzględniająca wszystkie podatki i składki na ubezpieczenia społeczne. W przypadku pracy, dla ustalenia uwagi, cenę tę będzie się nazywać „kosztem pracy”.

$$v_{mn} = \sum_l \lambda_{ml}^n q_l^m + z_m - a_m,$$

Przedsiębiorstwa działają w warunkach doskonałej konkurencji i zerowych zysków, a więc wydatki na dobra pośrednie i czynniki produkcji równe są przychodom ze wszystkich rynków produktów. Dobra pośrednie mogą być produkowane w kraju lub importowane. Zarówno popyt pośredni, jak i popyt finalny, wynika z założenia Armingtona (1969), zgodnie z którym dobra produkowane w kraju są niedoskonałymi substytutami dóbr importowanych, które z kolei zróżnicowane są pod względem kraju pochodzenia. Popyt na import dobra m z kraju j jest zatem równy (w zmianach procentowych):

$$m_{wj} = \sum_o \varepsilon_{wo}^j q_{oj} + td_j,$$

gdzie ε_{wo}^j to tzw. elastyczność popytu Armingtona, q_{oj} to cena dobra importowanego z kraju o w walucie krajowej po uwzględnieniu podatków i ceł, td_j to (zmiana procentowa) agregat popytu na dobro j wszystkich podmiotów w gospodarce.

Popyt gospodarstw domowych opiera się na niehomotetycznej funkcji użyteczności, dzięki czemu elastyczności dochodowe popytu konsumpcyjnego są różne od 1, co pozwala na rozróżnienie dóbr normalnych i poślednich. Każde z gospodarstw domowych h czerpie dochody z wynajmu czynników produkcji w procesach produkcyjnych oraz z transferów:

$$YT_h = \sum_f W_{hf} S_{hf} + \sum_i PTR_{ih},$$

gdzie Y_{Th} to dochód do opodatkowania, W_{hf} i S_{hf} to odpowiednio wynagrodzenia netto i podaż czynnika f , a PTR_{ih} to transfery otrzymywane od innych podmiotów w gospodarce i . Dochód do dyspozycji YD_h obliczany jest poprzez zastosowanie stopy podatku dochodowego IT_h i odjęcie wypłacanych transferów do innych podmiotów. Gospodarstwa domowe oszczędzają TS_h , przy założeniu stałej skłonności do oszczędzania.

Gospodarstwa domowe czerpią użyteczność z konsumpcji dóbr i czasu wolnego. Podaż pracy jest więc ustalana endogenicznie i jest funkcją dochodu gospodarstwa domowego z różnych źródeł i względnych cen czynników produkcji oraz dóbr i usług. Ograniczenie budżetowe gospodarstwa domowego uwzględnia zatem wartość czasu wolnego i wartość konsumpcji:

$$EY_h = YD_h + \sum_{hp} Q_{hp} D_{hp} - TS_h,$$

gdzie Q_{hp} oraz D_{hp} to cena i popyt na czas wolny. Podaż pracy gospodarstwa domowego (S_{hp}) jest różnicą wyposażenia w zasób czasu wolnego L_{hp} i konsumpcji czasu wolnego D_{hp} i liczby bezrobotnych LU_{hp} :

$$S_{hp} = L_{hp} - (D_{hp} + LU_{hp})$$

W wyrażeniu procentowym, funkcja popytu na dobra konsumpcyjne lub czas wolny jest postaci:

$$d_{hn} = \sum_l \varepsilon_{nl}^h q_l + \gamma_{hn} e y_h,$$

gdzie d_{hn} to procentowa zmiana D_{hn} , czyli popytu na dobro l , a cena q_l to cena tego dobra. ε i γ to odpowiednio elastyczności cenowe i dochodowe popytu.

W standardowym wariancie modelu, spożycia zbiorowego jest egzogeniczny, a poziom wydatków rządowych zależy również od endogenicznych cen dóbr i usług. Deficyt budżetowy jest różnicą między poziomem wydatków, a poziomem dochodów rządu, na które składają się:

- Dochody z podatków od produkcji pomniejszone o subsydia
- Dochody z ceł pomniejszone o subsydia eksportowe
- Dochody z podatków nakładanych na podaż czynników produkcji pomniejszone o subsydia do czasu wolnego
- Podatki dochodowe od wszystkich podmiotów w gospodarce
- Transfery od/do innych podmiotów w gospodarce.

Równowaga modelu zdefiniowana jest jako zestaw cen oraz alokacja spełniająca poniższe warunki:

- Przedsiębiorstwa minimalizują koszty przy danej technologii i cenach czynników oraz określają optymalny popyt na czynniki produkcji,
- Przedsiębiorstwa maksymalizują przychody na wszystkich rynkach (kraj i zagranica) i określają optymalny poziom podaży,
- Zyski przedsiębiorstw wynoszą zero,
- Konsumenci maksymalizują użyteczność przy danych preferencjach, cenach dóbr i usług, wysokości podatków, transferów i przy stałych stopach oszczędności i określają popyt na dobra i podaż pracy,
- Rynki produktów równoważą się,
- Rynki czynników produkcji równoważą się,
- Rząd określa poziom deficytu budżetowego przy danych przychodach i wydatkach,

- Zagraniczne oszczędności ustalane są jako różnica między całkowitym importem i eksportem oraz transferami zagranicznymi netto,
- Wartość inwestycji jest równa oszczędnościom na poziomie gospodarki.

Baza danych użyta w symulacjach to tzw. macierz rachunkowości społecznej (SAM) oparta na Rachunkach Narodowych oraz tablicy przepływów międzygałęziowych. W chwili opracowania bazy, ostatnie dostępne dane z Rachunków Narodowych o tej szczegółowości dotyczyły roku 2007, a macierz przepływów pochodziła z roku 2005. Te dwa źródła danych zostały zbilansowane tak, aby sumy kolumn i wierszy macierzy przepływów międzygałęziowych odpowiadały wartościom z RN przy jednoczesnym zachowaniu struktur spożycia pośredniego. Główne agregaty bazy danej zostały uaktualnione zgodnie z zagregowanymi RN oraz głównymi agregatami finansów publicznych za 2009r.

Baza danych opiera się również na kilku innych źródłach. Dane dotyczące rynku pracy pochodzą z Badania Aktywności Ekonomicznej Ludności, co pozwala na dezagregację kategorii pracy pod względem wykształcenia. Badania Budżetów Gospodarstw Domowych są źródłem danych zdezagregowanych danych dotyczących gospodarstw domowych (m.in. ich dochodów, wydatków), co pozwala na wydzielenie 10 rodzajów gospodarstw domowych (pracowniczych, samozatrudnionych, rolniczych, emeryckich i innych w podziale na biedne i pozostałe). Dane o handlu międzynarodowymi i zdezagregowane dane o podatku VAT i innych przychodach podatkowych pochodzą z Ministerstwa Finansów. Baza danych jest bilansowana iteracyjną metodą Friedlandera.

12.4 Ankieta NBP

SZYBKI MONITORING NBP

dotkające pytania nt. wpływu wprowadzenia pakietu klimatyczno-energetycznego na poziom cen

1. Czy w związku z wejściem w życie pakietu klimatyczno-energetycznego przedsiębiorstwo przeprowadziło analizę jego wpływu na własną sytuację ekonomiczną?:		
a. tak, przeprowadzono szczegółowe analizy b. tak, przeprowadzono ogólną analizę c. przedsiębiorstwo jest w trakcie przeprowadzania takiej analizy d. nie, ale przedsiębiorstwo zamierza w najbliższym czasie przeprowadzić taką analizę e. nie f. nie dotyczy		
2. Czy w związku z wejściem w życie pakietu klimatyczno-energetycznego przedsiębiorstwo posiada przygotowany plan działania?:		
a. tak, gotowy jest szczegółowy plan działania b. tak, gotowy jest ogólny plan działania c. przedsiębiorstwo jest w trakcie sporządzania takiego planu d. nie, ale przedsiębiorstwo zamierza w najbliższym czasie sporządzić taki plan e. nie f. nie dotyczy		
3. Prosimy ocenić kierunek i skalę wpływu wprowadzenia pakietu klimatyczno-energetycznego w horyzoncie czasowym do 2013 r. włącznie i w okresie 2014-2020 na wybrane aspekty funkcjonowania przedsiębiorstwa:		
	do 2013 r. włącznie	2014-2020
2-znaczący wzrost / 1-niewielki wzrost / 0-bez zmian, brak wpływu / -1-niewielki spadek / -2-znaczący spadek / 8-trudno ocenić / -9-nie dotyczy		
a. zużycie energii elektrycznej (na jednostkę produkcji)		
b. ceny własne		
c. wielkość produkcji		
2-znacząca poprawa / 1-niewielka poprawa / 0-bez zmian, brak wpływu / -1-niewielkie pogorszenie / -2-znaczące pogorszenie / 8-trudno ocenić		
d. ogólna kondycja ekonomiczna		
e. konkurencyjność na rynku krajowym		
f. konkurencyjność na rynku globalnym		
3-planowane są bardzo znaczące nakłady / 2-planowane są duże nakłady / 1-planowane są niewielkie nakłady / 0-nie planuje się inwestycji tego rodzaju / 8-trudno ocenić / -9-nie dotyczy		
g. inwestycje skutkujące ograniczeniem emisji gazów cieplarnianych		
h. inwestycje skutkujące zmniejszeniem zużycia energii		
3-zdecydowanie tak / 2-raczej tak / 1-raczej nie / 0-zdecydowanie nie / 8-trudno ocenić / -9-nie dotyczy		
i. przeniesienie całości lub części produkcji poza granice Polski		
UWAGI: 		

#

Literatura

- ARE (2011) *Sprzedaż i wyniki finansowe elektroenergetyki*, prezentacja Kazimierz Dolny, maj 2011 r.
- Australian Government, The Treasury (2011) *Strong growth, low pollution; Modelling a carbon price*
- Bank Indonesia (2008) *Macroeconomic Impact of Climate Change: Opportunities and Challenges*, Conference Proceedings, Bali, Indonesia.
- Bank Światowy (2011) *Transition to a low-emission economy in Poland*
- BERR (2009) *The UK Fuel Poverty Strategy 6th (7th) Annual Progress Report 2008*, BERR, Department of Energy&Climate Change
- Boeters S., J. Koornneef (2010) *Supply of Renewable Energy Sources and the Cost of EU Climate Policy*, CPB Discussion Paper
- Böhringer C., A. Keller (2011) *An Impact Assessment of the EU Climate and Energy Package*, Copenhagen Consensus Center
- Böhringer C., Löschel A., Moslener U., Rutherford T. (2009b), *EU Climate Policy Up to 2020: An Economic Impact Assessment*, Energy Economics 31
- Böhringer C., Rutherford T., Tol, R. (2009a), *The EU 20/20/2020 targets: An overview of the EMF22 assessment*, Energy Economics 31
- Bossier F., Devolager D., Gusbin D., Thierry F. (2010) *Impact of the EU Climate-Energy Package on the Belgian energy system and economy - Update 2010*, Federal Planning Bureau Working Paper
- Budnik K., Greszta M., Hulej M., Krzesicki O., Lewińska R., Murawski K., Rot M., Rybaczyk B. (2009) *An update of the macroeconomic model of the Polish economy NECMOD*, National Bank of Poland Working Papers, 64
- Bukowski M. (2011) *Rzecz o „Zagrożeniu problemem carbon leakage w Polsce”*, IBS
- Bukowski M., P. Kowal (2010) *Large scale, multi-sector DSGE model as a climate policy assessment tool - Macroeconomic Mitigation Options (MEMO) model for Poland*, IBS Working Paper 3/2010
- Capros P., Matzos L., Papandreou V., Tasios N. (2008) *Model based Analysis of the 2008 EU Policy Package on Climate Change and Renewables*, Report to the European Commission
- Capros P., Matzos L., Parousos L., Tasios N., Klaassen G., Van Ierland T. (2011) *Analysis of the EU policy package on climate change and renewables*, Energy Policy 39
- Chouinard H., Perloff J.M. (2004) *Incidence of federal and state gasoline taxes*, Economics Letters, 83, nr 1, s. 55-60.
- Conefrey T., Fitzgerald J., Valeri L., Tol, R. (2008) *The Impact of a Carbon Tax on Economic Growth and Carbon Dioxide Emissions in Ireland*, ESRI Working Paper
- Decyzja Komisji z dnia 24 grudnia 2009 r. (Dz. Urz. UE L 1 z dn. 5.01.2010 r.)
- Decyzja Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/406/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r.

- Department of Energy and Climate Change (2009) *Impact Assessment of EU Climate and Energy package, the revised EU Emissions Trading System Directive and meeting the UK non-traded target through UK carbon budgets*
- Di Cosmo V., M. Hyland (2011) *Carbon Tax Scenarios and their Effects on the Irish Energy Sector*, ESRI Working Paper
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r.
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE.
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/31/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r.
- Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2008/101/WE z dnia 19 listopada 2008 r.
- European Commission (2010) *An energy policy for consumers*, Staff Working Paper SEC1407
- European Trade Union Cooperation (2007) *Climate Change and Employment, Impact on employment in the European Union-25 of climate change and CO₂ emission reduction measures by 2030*
- Figaszewska I. (2009). *Ubóstwo energetyczne – co to jest?*, Biuletyn Urzędu Regulacji i Energetyki, nr 67.
- Fullerton D., Metcalf G.E. (2002) *Tax incidence*, w: Auerbach A.J., Feldstein M., (red.) *Handbook of Public Economics*, 4, s. 1787-1872.
- Gradzewicz M., Griffin P., Zólkiewski Z. (2006), *An Empirical Recursive-Dynamic General Equilibrium Model of Poland's Economy. Including Simulations of the Labor Market Effects of Key Structural Fiscal Policy Reforms*, Document of the World Bank and National Bank of Poland, Warsaw, <http://goo.gl/ZMHkp>
- Greszta M., Hulej M., Krzesicki O., Lewińska R., Pońsko P., Rybaczyk B., Tarnicka M. (2011) *Reestymacja kwartalnego modelu gospodarki polskiej NECMOD 2011*.
- Helm D. (2009) *EU Climate-Change Policy—A Critique*, w: D. Helm i C.Hepburn, *The Economics and Politics of Climate Change*, Oxford University Press.
- Jaworski W. (2011) *Pakiet energetyczno-klimatyczny dla środowiska*, KOBiZE/KASHUE, Prezentacja 3.Międzynarodowy Kongres Energii Odnawialnej, 5-6 października 2011
- Komisja Europejska (2008) *Impact Assessment, Document accompanying the Package of Implementation measures for the EU's objectives on climate change and renewable energy for 2020*
- Komisja Europejska (2009a) *Commission Decision of 24 December 2009 determining, pursuant to Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council, a list of sectors and subsectors which are deemed to be exposed to a significant risk of carbon leakage* (notified under document C(2009) 10251).
- Komisja Europejska (2009b) *Europejski System Handlu Emisjami*, Wspólnoty Europejskie, Belgia
- Komisja Europejska (2011) *Plan działania prowadzący do przejścia na konkurencyjną gospodarkę niskoemisyjną do 2050 r.*, Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, KOM(2011) 112 z dnia 8.3.2011
- Kretschmer B., Narita D., Peterson S. (2009) *The economic effects of the EU biofuel target*, IFW Kiel

- Lacunza H. (2008) *Monetary Policy and Climate Change: Is There a Role for the Central Bank? w Macroeconomic Impact of Climate Change: Opportunities and Challenges*, Conference Proceedings, Jakarta, Indonezja.
- Lizak S. (2010) *Aukcje uprawnień do emisji w EU ETS w okresie 2013-2020 zgodnie z dyrektywą 2009/29/WE*, wyd. KASHUE 2010;
- Łyziak T. (2009) *Is Inflation Perceived by Polish Consumers Driven by Prices of Frequently Bought Goods and Services?*, Comparative Economic Studies, vol. 51
- Międzynarodowa Agencja Energii (2011) *Energetyczne Państw MAE – Polska 2011 Przegląd*, s. 73
- Marion J., Muehlegger E. (2011) *Fuel tax incidence and supply conditions*, Journal of Public Economics, 95, nr 9-10, s. 1202-1212.
- McKinsey (2009) *Ocena potencjału redukcji emisji gazów cieplarnianych w Polsce do roku 2030*
- Ministerstwo Gospodarki (2009) *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku*, Załącznik do uchwały nr 202/2009 Rady Ministrów Z dnia 10 listopada 2009 r.
- Ministerstwo Środowiska (2010) *Krajowy Plan Rozdziału Uprawnień do emisji dwutlenku węgla na lata 2008-2012*, Warszawa, 2010.
- NBP (2010) *Przegląd Legislacji*, Lipiec 2010, Narodowy Bank Polski
- NBP (2011) *Badania Ankietowe Rynku Pracy – Raport 2011*, Narodowy Bank Polski, Warszawa, 2011
- Palmer G., MacInnes T., Kenway P., (2008) *Cold and Poor: An Analysis of The Link between Fuel Poverty and Low Income*, New Policy Institute, str. 40-44.
- Projekt wniosku o przydział bezpłatnych uprawnień do emisji gazów cieplarnianych na lata 2013-2020 na modernizację wytwarzania energii elektrycznej*, Ministerstwo Gospodarki, 2011.
- Pyrka M., Lizak S., (2009) *Zjawisko ucieczki emisji w sektorach energochłonnych w Polsce w kontekście zmian wprowadzanych w systemie EU ETS na lata 2013-2020*, KASHUE
- Reinaud J. (2007) *CO₂ allowances & electricity price interaction: impact on industry's electricity purchasing strategies in Europe*, IEA information paper.
- Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 15 czerwca 2007r. w sprawie Narodowych Celów Wskaźnikowych na lata 2008-2013* (Dz.U. Nr 110 poz. 757).
- Smol E. (2010) *Metodyka wraz z przykładowym obliczeniem „limitu” krajowej emisji gazów cieplarnianych dla Polski na lata 2013-2020*, KASHUE-KOBIZE Warszawa
- Stern N.(2007) *Stern Review: The Economics of Climate Change*, Cambridge University Press, Cambridge, UK.
- Tokarski S. (2011) *Polska energetyka wobec polityki klimatycznej UE*, (prezentacja 27.01.2011)
- Tol R. (2010) *The Costs and Benefits of EU Climate Policy for 2020*, Copenhagen Consensus Center
- URE (2011) *Raport Prezesa URE w: Biuletyn URE 1/2011*
- Ustawa o efektywności energetycznej z dnia 15 kwietnia 2011 r. (Dz.U. Nr 94, poz. 551).

Wiśniewski M. (2011) Nowe wyzwania w trzeciej fazie EU ETS - prezentacja Consus S.A., VIII Kongres Nowego Przemysłu, 19-20 października 2011.

Zagame P., Le Mouel P., Gharbi O., da Costa P., Schirman-Duclos D., Pratlong F. (2009) *Macroeconomic assessment for the EU Climate Action and Renewable Energy Package*, ERASME, Ecole Centrale Paris

Założenia polityki pieniężnej na rok 2012, Narodowy Bank Polski, Rada Polityki Pieniężnej Warszawa, sierpień 2011 r.

Żmijewski K. (2011a) *Zagrożenie problemem carbon leakage w Polsce*, Instytut im. E. Kwiatkowskiego

Żmijewski K., (2011b) *Gospodarka niskoemisyjna. Czy potrzebny jest nowy plan Marshalla*, Zeszyty BRE-CASE 112/2011, s.21

Żmijewski K., (2011c) *Konkurencyjność na rynku energii*, (Prezentacja 17.11.2011)

Gazety i źródła internetowe

<http://www.bluenext.eu/> stan na 8 grudnia 2011.

<http://www.cire.pl/item,57930,1,0,0,0,0,niedobor-co2-dusi-przemysl.html> stan na 17.11.2011.

<http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?language=pl&type=IM-PRESS&reference=20081216IPR44857> stan na 16.12.2011.

<http://www.mg.gov.pl/node/8139?theme=mg> stan na 16.12.2011.

<http://www.roadmap2050.eu/pp2030> stan na 20.12.2011.

<http://www.rp.pl/artukul/684934.html> stan na 17.11.2011.

<http://www.cire.pl/rynekenergii/elektrownie.php?smid=200> stan na 20.12.2011

Polska skarży limity emisji CO₂, Rzeczpospolita, 8 lipca 2011r.

Zielona energia potanieje, Magdalena Kozmana, Rzeczpospolita, 23.12.2011