

Justyna WOŹNIAK*

Wpływ kosztów wykupu pozwoleń na emisję CO₂ na wzrost ceny energii elektrycznej w Polsce

STRESZCZENIE. Artykuł prezentuje prognozę poziomu przeniesienia kosztów wykupu pozwoleń na emisję CO₂ w ramach europejskiego systemu handlu emisjami (ETS) na przyrost hurtowej ceny energii elektrycznej w Polsce. Dokonano inwentaryzacji emisyjności polskiej gospodarki ze szczególnym uwzględnieniem udziału sektora elektroenergetycznego. Na tej podstawie oszacowano ilość darmowych pozwoleń na emisję CO₂ w przejściowym okresie do końca 2019 r. Ponadto na bazie zaproponowanej metody obliczania wskaźnika przeniesienia kosztów wykupu pozwoleń na emisję CO₂ na ceny energii elektrycznej, modelowano ich wpływ na procentowy przyrost hurtowej ceny energii elektrycznej z uwzględnieniem pochodzenia źródeł energii. Analizy przeprowadzono opierając się na obecnej strukturze wytwarzania energii elektrycznej oraz prognozie zmian z udziałem 15% energii z OZE w 2020 r. W analizie uwzględniono cenową elastyczność popytu na energię elektryczną w długim i krótkim przedziale (E_c), jako reakcję rynku na przyrosty cen energii spowodowanej kosztami wykupu pozwoleń na emisję CO₂. Bazując na wcześniejszych prognozach wyznaczono realne wskaźniki przeniesienia cen pozwoleń na emisję na cenę energii elektrycznej, tj. około 66% ($E_c = -0,2$), 59% ($E_c = -0,32$) i około 36% ($E_c = -0,97$), uwzględniając strukturę jej wytwarzania. Ponadto w prognozie uwzględniono możliwości importu energii elektrycznej przez krajowy system elektroenergetyczny (KSE). Rozpoznano istniejącą infrastrukturę KSE oraz potencjał jej przyłączy w najbliższych latach. Oszacowano możliwości importu energii elektrycznej na poziomie 10 i 15% obecnego poziomu konsumpcji i dla tych wariantów oszacowano realne wskaźniki przeniesienia kosztów CO₂ na cenę energii. Dla importu 10% energii realne wskaźniki przeniesienia ceny emisji na cenę energii kształtowały się na poziomie około 51% ($E_c = -0,2$), 45% ($E_c = -0,32$) i około 27% ($E_c = -0,97$). W wariantcie importu 15% około 47% ($E_c = -0,2$), 42% ($E_c = -0,32$) i 25% ($E_c = -0,97$). Dokonano analizy

* Dr inż. – Instytut Górnictwa Politechniki Wrocławskiej; e-mail: justyna.wozniak@pwr.wroc.pl

porównawczej wszystkich wskaźników przeniesienia kosztów emisji z której wynika, że import energii elektrycznej przyczyni się do osiągnięcia znacznej redukcji obciążenia kosztami emisji cen energii elektrycznej wytwarzanej przez krajowy sektor elektroenergetyczny.

SŁOWA KLUCZOWE: paliwa kopalne, energetyka, EU ETS, koszty emisji CO₂

Wprowadzenie

Funkcjonowanie europejskiego systemu handlu emisjami (EU ETS), a wraz z nim szeregu dyrektyw dotyczących zagadnień emisji CO₂ m.in. w wyniku spalania paliw kopalnych stało się w ostatnich latach tematem wielu debat. Narzucanie wszystkim członkom UE jednostronnych wytycznych, bez uwzględnienia zróżnicowania lokalnych skutków gospodarczych we wszystkich krajach członkowskich, dyskryminuje i w nierównomierny sposób obciąża kraje UE kosztami walki z „globalnym ociepleniem”. Polityka wspólnotowa powinna uwzględniać fakt, że państwa, które dysponują rodzimymi zasobami węgla wykorzystują go do produkcji energii elektrycznej, uzyskując w ten sposób nie tylko niskie koszty produkcji energii, tak potrzebne w fazie rozwoju, ale również dużą niezależność energetyczną. Ma to szczególny wydźwięk w aspekcie kosztów funkcjonowania systemu ETS i jego wpływu na zmiany w krajowych sektorach elektroenergetycznych. Polskie członkostwo w Unii Europejskiej obliguje do wywiązywania się z zobowiązań wspólnotowych. Podstawowe kierunki Polityki Energetycznej Polski do roku 2030 są ściśle powiązane z regulacjami UE, w szczególności dotyczącymi ochrony środowiska. W wyniku przyjęcia Pakietu Klimatycznego o konkurencyjności poszczególnych źródeł energii elektrycznej będzie w głównej mierze decydował koszt zakupu pozwoleń na emisję CO₂. Ma to szczególne istotne znaczenie dla polskiego systemu elektroenergetycznego z uwagi na przeważającą rolę surowców rodzimych w bilansie wytwarzania energii elektrycznej. Uprawnienia do emisji CO₂ to problem nie tylko przemysłu energetycznego, ale również elektrociepłowni, ciepłowni, cementowni, zakładów chemicznych, hutnictwa, rafinerii, koksowni, przemysłu szklarskiego, ceramicznego, papierniczego. Ponadto „dbałość” krajów UE o minimalizację emisji gazów cieplarnianych do atmosfery nie będzie miała wymiernego efektu w skali globalnej, bowiem jedynie około 13% emitowanego CO₂ pochodzi z krajów UE (McKinsey 2009). Nawet największe wydatki unijne na redukcję emisji CO₂ (a raczej koszty nakładane na poszczególne gospodarki) nie zmniejszą drastycznie globalnej emisji gazów cieplarnianych, gdyż ich emisja będzie szybciej rosła w krajach rozwijających się, m.in. w Chinach, Indiach ale również w Rosji, Azji i USA. Mimo to polski sektor elektroenergetyczny musi dostosowywać się do stawianych wymogów UE, a poniższa praca jest jedną z wielu analiz prowadzonych w tym kierunku. Artykuł prezentuje możliwość oszacowania przeniesienia kosztów wykupu pozwoleń na emisję CO₂ na przyrost hurtowej ceny energii elektrycznej w Polsce. Modelowano wpływ kosztów zakupu pozwoleń na emisję CO₂ na cenę energii elektrycznej z uwzględnieniem reakcji odbiorców i wpływu importu energii na zmianę

struktury udziałów paliw pierwotnych. Wyniki analiz, przy pewnych założeniach upraszczających, mogą stanowić prognozę przyrostów cen hurtowych energii elektrycznej po 2020 r.

1. Sektorowa inwentaryzacja emisji CO₂ w Polsce

Za głównego winowajcę, jeśli chodzi o emisję CO₂, uważany jest sektor elektroenergetyczny, zwłaszcza będący monokulturą węglową. Z tego właśnie powodu zmierza się do dekarbonizacji krajowej energetyki, uznając ją za głównego – a niekiedy jedyne – emitenta CO₂. Analizując krajową strukturę sektorową emisji dwutlenku węgla można zauważyć około 55,7% udział energetyki, co dziwić nie powinno z uwagi na przeważający udział paliw kopalnych w krajowym sektorze elektroenergetycznym. Reszta sektorów odpowiedzialna za emisję to: przemysł ogółem około 18%, transport 11,4%, przemysł wytwórczy i budownictwo 9,4%, rolnictwo, leśnictwo, rybołówstwo 2,7% i inne sektory 2,8% (Raport European Commission 2010).

Komisja Europejska (KE) przyznała Polsce na lata 2008–2012 prawa do rocznej emisji 208,5 mln Mg CO₂, czyli o prawie 80 mln Mg mniej niż postulowała strona polska. W pierwotnym założeniu wymuszało to na polskiej energetyce zmianę struktury paliwowej. Zmniejszenie udziału węgla na rzecz inwestycji w nowe źródła wytwarzania energii głównie z OZE lub/i energetykę atomową. Sytuacja uległa zmianie, bowiem od końca 2011 r. ceny pozwoleń na emisję CO₂ kształtowały się na poziomie poniżej 10 EUR/Mg CO₂, a więc znacznie niższym niż prognozowano w okresie wdrażania EU ETS. Ponadto przyznany przez Komisję Europejską 13.07.2012 r. przejściowy bezpłatny przydział uprawnień dla elektrowni do emisji CO₂ w ilości 404,65 mln Mg (www.mg.gov.pl), potwierdza znaczącą rolę elektrowni węglowych w polskiej energetyce. Ten zapis wprowadza zmiany w funkcjonowaniu dotychczasowego unijnego systemu handlu pozwoleniami do emisji, które zezwalają m.in. Polsce na odstępstwo od ogólnego warunku, że po 2012 r. sektor elektroenergetyczny musi kupować wszystkie swoje uprawnienia na aukcjach lub na rynku wtórnym. Zmiany w EU ETS poprzez dodatkowy pakiet bezpłatnych uprawnień (tab. 1)

TABELA 1. Przydział bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂ dla elektrowni polskich w latach 2013–2019

TABLE 1. Free allocation of CO₂ emission allowances for Polish power plants from 2013–2019

Rok	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
mln Mg CO ₂	77,82	72,26	66,70	60,03	52,25	43,36	32,24

Źródło: WNP, Ciepela 2012

wprawdzie wymuszają dywersyfikację źródeł energii i promują czyste technologie węglowe, ale kładą też nacisk na inwestycje w modernizację i poprawę istniejącej krajowej infrastruktury energetycznej zmierzającej w kierunku optymalnego wykorzystania naturalnych zasobów. Po uwzględnieniu łącznego pakietu bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂ dla polskiego sektora elektroenergetycznego w 2013 r. przypadło około 194 mln Mg CO₂ natomiast w ostatnim roku okresu przejściowego, tj. w 2019 r. około 148 mln Mg CO₂. Zwiększony zasób bezpłatnych uprawnień należy rozsądnie rozplanować i mądrze wykorzystywać okres przejściowy, tak by po roku 2020 r. nie być zaskoczonym kończącymi się darmowymi uprawnieniami.

2. Import energii elektrycznej do Polski stan lat poprzednich i perspektywy

W 2011 r. moc zainstalowana w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) wyraźnie wzrosła w stosunku do lat poprzednich i wyniosła 37 367 MW. W 2011 r. przybyło w KSE ponad 1 600 MW (wzrost o 4,2% w porównaniu z rokiem 2010). Średnie roczne zapotrzebowanie na moc kształtowało się na poziomie 21 762 MW przy maksymalnym zapotrzebowaniu – na poziomie 24 780 MW (co oznacza odpowiednio: wzrost o 1,6% i spadek o 2,6% w stosunku do 2010 r.) (URE, Biuletyn 2012).

Według danych URE produkcja krajowej energii elektrycznej w 2011 r. wynosiła 163,15 TWh (wzrost o 4% w stosunku do roku 2010). Zużycie energii w 2011 r. kształtowało

TABELA 2. Import energii elektrycznej do Polski

TABLE 2. Import of electricity to Poland

	2007	2008	2009	2010	2011	Dynamika 2011/10
	[GWh]					[%]
Białoruś	0	554	0	0	0	0,00
Czechy	20	28	128	136	44	32,35
Niemcy	4 889	5 576	5 616	5 331	5 136	96,34
Słowacja	0	31	62	82	27	32,93
Szwecja	2 211	2 065	1 394	760	1 514	199,21
Ukraina	631	765	199	0	60	0,00

Źródło: URE, Biuletyn 2012

się na poziomie 157,91 TWh. Międzynarodowe połączenia KSE umożliwiają import energii elektrycznej od naszych najbliższych sąsiadów, tj. z Niemiec, Czech, Ukrainy, Białorusi i Litwy, a od strony północnej mamy możliwość wymiany energii elektrycznej ze Szwecją. Według stanu na początek 2010 r. KSE posiada dziesięć połączeń międzysystemowych w tym osiem w stanie czynnym. Dwa połączenia (z Białorusią i Ukrainą) są wyłączone z ruchu głównie ze względu na zły stan techniczny. Na podstawie danych pochodzących m.in. z URE/Eurostat dokonano analizy importu energii elektrycznej do Polski w latach 2007–2011. Wynika z niej, że największy import energii elektrycznej pochodzi z Niemiec, które planują kolejne przyłącza. Import energii elektrycznej do Polski w 2011 r. wyniósł 6,78 TWh, co stanowiło około 4% krajowej produkcji energii elektrycznej w tym samym roku. Połączenia z Białorusią (nieczynne) i Ukrainą (różnice w funkcjonowaniu systemów) tworzą pewien potencjał importu, bowiem gdyby wszystkie były czynne, ich zdolność przesyłowa wyniosłaby 15 TWh/rok energii (około 9% krajowego zużycia energii elektrycznej w 2011 r.).

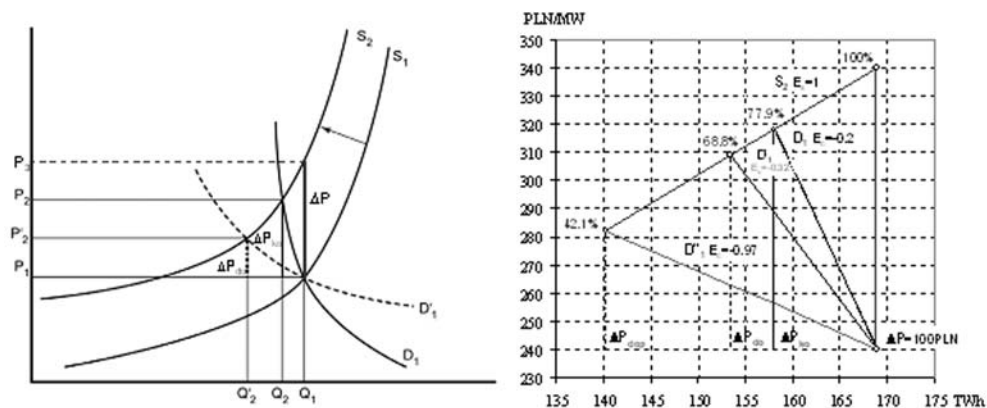
Zgodnie z informacją udostępnioną przez firmę PSE Operator wśród podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródeł do Krajowej Sieci Przesyłowej w najbliższych latach jest niemiecka firma ENERTRAG A.G. Moc tych przyłączy to odpowiednio 250 i 500 MW pochodzących z OZE (stan na dzień 29 czerwca 2012 r.). Listę 61 pozycji podmiotów uzupełniają krajowe przyłącza głównie OZE i konwencjonalne jednostki wytwórcze na czele z PGE GiEK S.A. Ponadto w ramach europejskiego funduszu rozwoju regionalnego prowadzony jest projekt połączenia elektroenergetycznego z Litwą, co dodatkowo stwarza możliwości rozwoju transeuropejskich sieci energetycznych. W projekcie zakłada się, że połączenie to uruchomione będzie do 2015 r. i pozwoli na import mocy na poziomie 600 MW do systemu polskiego. Biorąc po uwagę wszystkie wyżej wymienione przyłącza, tj. istniejące, podlegające modernizacji i planowane, KSE mógłby importować łącznie około 30 TWh/rok, czyli około 18% obecnego rocznego zużycia energii elektrycznej.

Ponadto zatwierdzony przez UE plan strategii dla Krajów Nadbałtyckich (ang. *Baltic Sea Region Strategy*) przewiduje połączenie odizolowanych od Europy Środkowej i Wschodniej systemów przesyłowych krajów nadbałtyckich Litwy, Łotwy, Estonii, Szwecji, Finlandii, Danii, Niemiec, Norwegii i Polski.

3. Wpływ kosztów pozwoleń na emisję CO₂ na hurtową cenę energii elektrycznej

W analizach nie uwzględniano zmiany przyszłych cen energii elektrycznej; prognozę sporządzono w cenach realnych – bez uwzględnienia inflacji. Powołując się na wcześniejsze wyniki badań (Woźniak 2010; Krysa, Woźniak 2011; Jurdziak, Kawalec 2011; Woźniak, Jurdziak 2012) znając cenę hurtową energii i poziom konsumpcji można oszacować przyszły poziom cen, gdy znamy elastyczność cenową popytu i podaży. Sztywność cenowa popytu na

energię elektryczną dla gospodarstw domowych w USA wyniosła: $-0,2$ w krótkim przedziale i $-0,32$ w długim przedziale, a dla przedsiębiorstw: $-0,21$ w krótkim i $-0,97$ w długim przedziale (rys. 1). Dodatkowo, co jest bardzo ważne dla wiarygodności prognoz, wskaźniki te są stabilne w czasie (dla ostatnich 10–20 lat) niezależnie od zmieniających się warunków funkcjonowania rynku, rosnącej efektywności energetycznej i wzrostu zapotrzebowania na energię/liczby użytkowanych urządzeń elektrycznych oraz poziomu dochodów ludności (Bernstein, Griffin 2005 za Woźniak, Jurdziak 2012). W analizie przyjęto poziom ceny energii elektrycznej 240 PLN/MWh, a przyrost kosztów wykupu pozwoleń na emisję CO₂ 100 PLN/MWh oraz roczny poziom konsumpcji energii 169 TWh (wg prognoz rządowych na rok 2020 oraz m.in. Maciejewski 2011). Wówczas dla neutralnej cenowej elastyczności podaży energii ($E_s = 1$) i elastyczności cenowej popytu na energię z danych amerykańskich otrzymano następujące wzrosty cen i spadki zużycia energii (tab. 3).



Rys. 1. Zmiany cen energii po wzroście kosztów wykupu pozwoleń na emisję CO₂ o ΔP (spadku podaży z S1 do S2) przy popycie w krótkim (D1) i długim okresie (D'1) (lewa strona).

Rzeczywiste prognozy (prawa strona)

Źródło: Woźniak, Jurdziak 2012

Fig. 1. Changes in electricity prices after an increase in the cost of CO₂ allowance purchases by ΔP (decrease of supply from S1 to S2) for demand in a short (D1) and a long run (D'1) (left side).

Real forecasts (right side)

TABELA 3. Ceny energii elektrycznej obarczone kosztem pozwoleń na emisję

TABLE 3. Prices of electric energy with the cost of CO₂ emission

Cenowa elastyczność popytu	Zużycie energii elektrycznej [TWh/rok]	Wskaźnik przeniesienia [%]	Cena energii elektrycznej [PLN/MWh]
$E_c = -0,2$	158	77,9	317,9
$E_c = -0,32$	153	68,8	308,8
$E_c = -0,97$	140	42,1	282,1

Źródło: Na podstawie (Woźniak, Jurdziak 2012)

W celu określenia realnego wskaźnika przeniesienia ceny pozwoleń na emisję CO₂ na cenę energii elektrycznej należy uwzględnić ponadto średnią emisyjność krajowego sektora elektroenergetycznego. Biorąc pod uwagę obecne udziały poszczególnych paliw w produkcji energii średnia emisyjność sektora elektroenergetycznego wynosi około 0,86 Mg CO₂/MWh. Po 2020 r. na skutek zwiększenia udziału OZE kosztem ograniczenia udziału węgla wskaźnik ten prognozuje się na poziomie 0,75 Mg CO₂/MWh (Woźniak, Krysa 2012).

Wyjściowa wartość wskaźnika przeniesienia wyznaczona została jako średnia ważona emisyjności poszczególnych paliw, z wagami odpowiadającymi udziałom tych paliw w bilansie elektroenergetycznym. Wartość tę oszacowano na poziomie 0,86 Mg CO₂/MWh, przyjmując emisyjność węgla kamiennego na poziomie 0,8 Mg CO₂/MWh, węgla brunatnego 1,08 Mg CO₂/MWh oraz zerową emisję dla OZE tj. (Woźniak 2010). W kolejnych analizach biorąc pod uwagę wpływ rynku, a zatem reakcje odbiorców na wzrosty cen energii elektrycznej spowodowane nałożonymi kosztami emisji CO₂ wskaźniki przeniesienia były skorygowane w zależności od cenowej elastyczności popytu. Tylko przy pełnej sztywności popytu wzrost kosztów w 100% przenosi się na wzrost cen, tzn. 86% ceny pozwolenia na emisję CO₂ dodawana jest w całości do ceny hurtowej energii elektrycznej. Założono, że koszty wykupu pozwoleń na emisję CO₂ wzrosną o 100 PLN/MWh, wówczas dla neutralnej cenowej elastyczności podaży energii ($E_s = 1$) i elastyczności cenowej popytu na energię z danych amerykańskich, otrzymano następujące poziomy wskaźników przeniesienia: dla $E_c = -0,2$; wskaźnik przeniesienia 0,78, dla $E_c = -0,32$; 0,69 oraz dla $E_c = -0,97$; 0,42 (A). Wyznaczono realne wskaźniki przeniesienia (przy obecnej strukturze paliw), mnożąc wyznaczone wskaźniki przez 86% ceny CO₂ odzwierciedlające reakcję użytkowników energii tj. gospodarstw domowych i przedsiębiorstw (B) (tab. 4). Podobną analizę przeprowadzono przy zmienionej strukturze paliw, tzn. zwiększonym udziale bezemisyjnych OZE

TABELA 4. Prognozowane wskaźniki przeniesienia cen pozwoleń na emisję CO₂ na cenę energii elektrycznej

TABLE 4. Prognosis of the rates of transfer of CO₂ emission allowance purchase costs on electric energy prices

Wskaźnik przeniesienia – reakcja rynku [%]	Wskaźnik emisyjności sektora [%]	Realny wskaźnik przeniesienia przy obecnej strukturze paliw w 2020 r. (bez importu) [%]	Wskaźnik emisyjności sektora [%]	Realny wskaźnik przeniesienia przy 15% udziale OZE w 2020 r. (bez importu) [%]
A		B		C
77,90	86,00	66,99	75,00	58,42
68,80		59,17		51,60
42,10		36,21		31,58

Źródło: na podstawie Woźniak, Jurdziak 2012; Woźniak, Krysa 2012

w bilansie energetycznym Polski po 2020 r., gdzie udział tych paliw ma sięgać 15% (w analizie nie uwzględniono wpływu kosztów inwestycyjnych na zwiększony udział OZE). Oszacowano wówczas średnią emisyjność sektora elektroenergetycznego (75%), a następnie wyznaczono dla tych warunków poziom realnego wskaźnika przeniesienia przy 15% udziale OZE (C). Dotychczasowe obliczenia nie uwzględniały możliwości importu energii elektrycznej.

Korygując wartość wskaźników o możliwości importu energii elektrycznej po 2020 r., odpowiednio o 10% i 15%, wartość wskaźnika emisyjności sektora elektroenergetycznego zostanie zredukowana do wartości 0,66 i 0,62 Mg CO₂/MWh (tab. 5). Wartości te uzyskano, zakładając import energii z zerową emisyjnością (zakładając, że będzie pochodzić z OZE, albo z elektrowni atomowych). Zgodnie z oczekiwaniami wartości realnych wskaźników przeniesienia – w tych warunkach – są odpowiednio niższe. Przy imporcie sięgającym 10% energii ich wartości osiągają poziom od około 28 do około 51% (D) przeniesienia wartości pozwolenia na emisję na cenę energii. Prognozując zwiększony import energii do 15% (E) wyznaczone wskaźniki mają najniższe wartości od około 26 do około 48%. Wartości wszystkich wskaźników prezentuje zbiorczy wykres (rys. 2).

TABELA 5. Prognozowane wskaźniki przeniesienia cen pozwoleń na emisję CO₂ na cenę energii elektrycznej

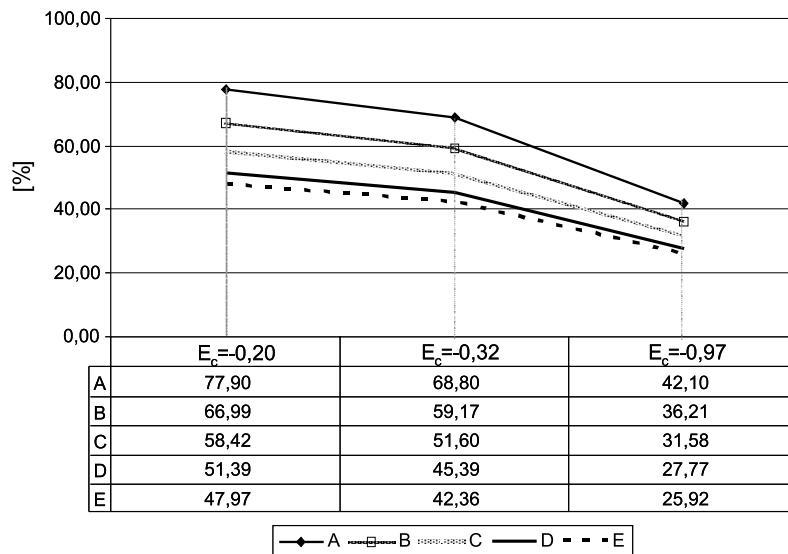
TABLE 5. Prognosis of the rates of transfer of CO₂ emission allowance purchase costs on electric energy prices

Wskaźnik emisyjności sektora [%]	Realny wskaźnik przeniesienia z 10% importu energii [%]	Wskaźnik emisyjności sektora [%]	Realny wskaźnik przeniesienia z 15% importu energii [%]
	D		E
	51,39		47,97
65,97	45,39	61,57	42,36
	27,77		25,92

Źródło: opracowanie własne

Analizowano dwa scenariusze importu energii elektrycznej, co jest prawdopodobne, jak wykazano we wcześniejszych fragmentach artykułu dotyczących modernizacji i rozbudowy KSE. Uwzględniono tym samym w realnych wskaźnikach przeniesienia zarówno reakcję rynku na zmianę ceny energii elektrycznej jak i możliwości importu, która wpłynie na mniejszą emisję CO₂ w sektorze elektroenergetycznym w Polsce.

Analiza uzyskanych wyników wskazuje (rys. 2), że zarówno reakcje rynku, zmiana struktury wytwarzania energii elektrycznej oraz możliwości importu energii z zagranicy wpływają znacząco na zmniejszenie wpływu kosztów wykupu pozwoleń na emisję CO₂ na cenę energii elektrycznej.



Rys. 2. Wskaźniki przeniesienia cen pozwoleń na emisję CO₂ na cenę energii elektrycznej

Fig. 2. The rates of transfer of CO₂ emission allowance purchase costs on electric energy

Podsumowanie

Artykuł przedstawia wyniki modelowania złożonego wpływu kosztów wykupu pozwoleń na emisję CO₂ na poziom cen z uwzględnieniem reakcji odbiorców i wpływu importu tańszej energii na zmianę struktury paliw źródłowych. Barię zwiększenia importu energii elektrycznej do Polski jest niewystarczający poziom transgranicznych zdolności przesyłowych. Prace modernizacyjne oraz rozwój planowanych połączeń umożliwiają jednak zwiększenie importu energii elektrycznej, która nie będzie generowała w kraju kosztów emisji CO₂. Zwiększony import energii, to niższy poziom krajowej produkcji energii elektrycznej i tym samym mniejsza emisja CO₂. Prognozy te mogą być istotne dla rozwoju KSE, a istotnym wnioskiem z przeprowadzonych badań jest możliwość redukcji stopnia przeniesienia kosztów emisji na hurtową cenę energii elektrycznej poprzez zwiększony jej import. Uwzględniając reakcję rynku oraz możliwości importu energii (10 i 15%) w 2020 r. oszacowano, że poziom przeniesienia ceny emisji na cenę energii elektrycznej (dla gospodarstw domowych) wyniesie odpowiednio około 51 i 47% natomiast dla przedsiębiorstw 27 i 25%. Porównując wyniki realnych wskaźników przeniesienia przy obecnej strukturze paliw lecz bez możliwości importu energii, ich wartości są adekwatnie wyższe, tzn. dla gospodarstw domowych około 66%, a dla przedsiębiorstw 36%. Ponadto, realizując założenie zmiany struktury paliw na rzecz zwiększonego udziału OZE (bez importu), poziomy realnych wskaźników kształtują się w obrębie powyższych przedziałów tj. 58 i 31%.

Literatura

- BERNSTEIN M.A., GRIFFIN J., 2005 – Regional Differences in the Price-Elasticity of Demand For Energy. Technical Report, RAND Corporation, (RAND URL: <http://www.rand.org>).
- European Commission Energy, 2010. Raport www.ec.europa.eu/energy/index_en.htm (26.01.2010).
- MACIEJEWSKI Z., 2011 – Stan krajowego systemu elektroenergetycznego. *Polityka Energetyczna* t. 11, z. 2, s. 249–259.
- MCKINSEY&COMPANY, 2009 – Ocena potencjału redukcji emisji gazów cieplarnianych w Polsce do 2030 r. Warszawa.
- JURDZIAK L., KAWALEC W., 2010 – Wpływ wzrostu sprawności elektrowni oraz polityki CCS na wielkość zasobów bilansowych węgla brunatnego w warunkach bilateralnego monopolu kopalni i elektrowni. *Polityka Energetyczna* t. 13, z. 2, s. 181–197
- JURDZIAK L., KAWALEC W., 2011 – Wysokie ceny na rynku pozwoleń na emisję CO₂ zagrożeniem dla rozwoju kraju i przyczyną zmniejszenia zasobów węgla brunatnego. *Przegląd Górniczy* nr 10, s. 97–104
- KRYSA Z., WOŹNIAK J., 2011 – Konsekwencje wprowadzenia europejskiego systemu handlu prawami do emisji CO₂ dla wybranych krajów UE. *Interdyscyplinarne zagadnienia w górnictwie i geologii*. Tom II pod redakcją J. Drzymały i W. Ciężkowskiego. Oficyna Wydawnicza PWR, s. 185–193.
- WOŹNIAK J., JURDZIAK L., 2011 – Metodyka analizy ryzyka opłacalności inwestycji górnictwo-energetycznej w warunkach niepewności na przykładzie złoża Legnica Wschód. *Górnictwo i Geoinżynieria*. R. 35, z. 3.
- WOŹNIAK J., JURDZIAK L., 2012 – Wpływ kosztów wykupu pozwoleń na emisję CO₂ na wzrost ryzyka poniesienia straty przy eksploatacji studialnego złoża węgla brunatnego. *Polityka Energetyczna* t. 15, z. 1, s. 45–58.
- WOŹNIAK J., KRYSA Z., 2012 – Wpływ kosztów wykupu pozwoleń na emisję CO₂ na przyrost hurtowej ceny energii elektrycznej w wybranych krajach UE. *Interdyscyplinarne zagadnienia w górnictwie i geologii*. Tom II pod redakcją J. Drzymały i W. Ciężkowskiego. Oficyna Wydawnicza PWR, s. 394–404.
- WOŹNIAK J., 2010 – Analiza ryzyka w ocenie opłacalności produkcji energii elektrycznej z węgla brunatnego. Rozprawa doktorska. Politechnika Wrocławska (niepublikowana).
- URE, Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki 02/2012, www.ure.pl (29.06.2012).
- WNP, Ciepła D., Sukces Polski ws. przydziału uprawnień do emisji CO₂, www.wnp.pl (16.07.2012).

Justyna WOŹNIAK

Influence of the cost of CO₂ emission allowance purchases on the increase in electricity prices in Poland

Abstract

This paper presents the forecast of the level of transfer of CO₂ emission permits purchase costs under the ETS scheme to increase wholesale electricity prices in Poland. An inventory of emissions was conducted for the Polish economy with particular emphasis on the energy sector. On this basis, the number of free CO₂ emission allowances in the transition period to the end of 2019 has been estimated. Additionally, a model was constructed to calculate the effect of the rate of transfer of CO₂ allowance purchase costs on the percentage increase in wholesale electricity prices, taking into account the origin of energy sources. The analysis was based on the current structure of electricity generation and a projected increase in the share of renewable energy sources of up to 15% by 2020. The study took into account the price elasticity of demand for electricity in the long and short run (E_c) as the market's reaction to the increases in energy prices made it necessary to purchase CO₂ allowances. Based on previous forecasts, new, realistic transfer rates have been presented i.e. ($E_c = -0.2$), 59% ($E_c = -0.32$) and around 36% ($E_c = -0.97$), taking into account the structure of electricity generation. In addition, the forecast includes the possibility of importing electricity by the national electricity system. The capabilities of the National Power System have been recognized together with its potential connections in the coming years. The possible import of electricity has been estimated at 10% and 15% of the current level of energy consumption, and for these variants the real rates of transfer of CO₂ allowance purchase costs have been calculated on the following level of energy prices: 51% ($E_c = -0.2$), 45% ($E_c = -0.32$) and 27% ($E_c = -0.97$) for 10% import, 47% ($E_c = -0.2$), 42% ($E_c = -0.32$) i 25% ($E_c = -0.97$) for 15% import

The comparative analysis of all real rates of the transfer of CO₂ emission allowance purchase costs on electric energy prices has shown that the import of electric energy will help to achieve a significant charge reduction in the transfer rate of the costs of CO₂ emission permit purchase on the price of the electricity produced by the national power sector.

KEY WORDS: power sector, the EU ETS, the cost of CO₂ emissions