

Mariusz KUDEŁKO*

Internalizacja kosztów zewnętrznych powodowanych przez krajowy sektor energetyczny – analiza kosztów i korzyści

STRESZCZENIE. W artykule zaprezentowano teoretyczne podstawy podejmowania optymalnych decyzji z zakresu długoterminowego planowania rozwoju sektorów energetycznych oparte na analizie kosztów i korzyści. Przedstawiona teoria posłużyła do przeprowadzenia analizy kosztów i korzyści związanych z internalizacją kosztów zewnętrznych powodowanych emisją zanieczyszczeń gazowych na etapie produkcji energii. Wykorzystano w tym celu model służący do prognozowania rozwoju krajowego sektora wytwarzania energii elektrycznej i ciepła oraz szacunki kosztów zewnętrznych powodowanych emisją zanieczyszczeń gazowych. Analizę przeprowadzono dla trzech scenariuszy badawczych, zróżnicowanych zakresem internalizacji kosztów zewnętrznych. Wyniki potwierdzają tezę, że im większy jej zakres (np. poprzez wprowadzenie unijnych regulacji środowiskowych), wymuszający poważne zmiany strukturalne w krajowym sektorze energetycznym, tym efektywniejszy z punktu widzenia społeczeństwa kierunek rozwoju sektora energetycznego.

SŁOWA KLUCZOWE: analiza kosztów i korzyści, internalizacja kosztów zewnętrznych, sektor energetyczny

* Doc. dr hab. inż. – Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków.

Wprowadzenie

Krajowy sektor wytwarzania energii elektrycznej i ciepła poddany jest wielu regulacjom prawnym w bardzo istotny sposób warunkującym jego przyszły rozwój. Do najistotniejszych uregulowań prawnych należy zaliczyć przepisy ekologiczne, w tym przede wszystkim normy i limity emisyjne. Podnoszone są głosy, że Polska nie będzie w stanie sprostać tym wymogom m.in. ze względu na ograniczone możliwości substytucji paliw, ograniczenia finansowe, techniczne, organizacyjne itp. Część wygłaszanych opinii zwraca uwagę na ich wysokie koszty, które społeczeństwo będzie musiało ponieść w niedalekiej przyszłości, co jest podstawowym argumentem za złagodzeniem tych przepisów, np. poprzez renegocjację warunków i terminów ich realizacji. Nie wdając się tutaj w polemikę, czy i na jakich warunkach powinniśmy te kwestie rozwiązać, należy zwrócić uwagę na zazwyczaj nie podnoszone przez oponentów wspomnianych regulacji korzyści społeczne ich wprowadzenia. Korzyści te – w postaci tzw. unikniętych kosztów zewnętrznych – są równie istotnym, choć nie do końca identyfikowalnym elementem rachunku ekonomicznego, który stanowi istotę proponowanych regulacji.

W niniejszym artykule – w oparciu o analizę kosztów i korzyści wprowadzenia proponowanych regulacji – podjęto próbę odpowiedzi na pytanie, czy te restrykcyjne przepisy mają swoje uzasadnienie ekonomiczne. Analizę tę przeprowadzono w oparciu o własny model rozwoju krajowego sektora energetycznego, wykorzystując najnowsze wyniki badań z zakresu szacowania kosztów zewnętrznych powodowanych emisją zanieczyszczeń gazowych przez poszczególne technologie energetyczne (projekt NEEDS). W pierwszej części artykułu przedstawiono podstawy teoretyczne analizy kosztów i korzyści, natomiast druga część zawiera wyniki badań modelowych przeprowadzonych dla trzech scenariuszy zakładających różny zakres implementacji przepisów emisyjnych. Na zakończenie sformułowano najważniejsze wnioski i rekomendacje.

1. Podstawy teoretyczne analizy kosztów i korzyści

Badając problemy powodowane zawodnością rynku, w tym także istnieniem kosztów zewnętrznych, należy odwołać się do dostępnych metod analitycznych z zakresu ekonomii dobrobytu. Metodą przydatną w badaniach, kiedy, jak i w jakim zakresie państwo powinno interweniować na prywatnym rynku dóbr i usług, jest analiza kosztów i korzyści (*cost-benefit analysis*). Najogólniej ujmując celem interwencji państwa, a tym samym kryterium określającym jej zakres, jest uzyskanie takiego stanu, w którym nastąpi zrównanie krańcowych kosztów tejże interwencji z krańcowymi korzyściami tej interwencji. Kopp i in. (1997), (Woś 1995) oraz Accocella (2002) precyzują zakres stosowania analizy kosztów i korzyści, której głównym zadaniem jest podanie przekonującej informacji o wyborze

określonej decyzji inwestycyjnej podejmowanej przez prywatne przedsiębiorstwo czy władzę publiczną. W tym drugim przypadku metoda znajduje także zastosowanie, gdy należy uzasadnić realizację określonej polityki gospodarczej, społecznej czy środowiskowej.

Analiza kosztów i korzyści wymaga prawidłowego zidentyfikowania wszystkich kategorii korzyści i kosztów związanych z daną decyzją. W zakresie problematyki środowiskowej kwantyfikacja korzyści ekonomicznych obejmuje waloryzację unikniętych kosztów zewnętrznych związanych ze zmniejszoną emisją zanieczyszczeń. Korzyści ekonomiczne można rozpatrywać w kategoriach poprawy zdrowia, zwiększenia produkcji, wartości ekonomicznych i środowiskowych. Kategoria korzyści zdrowotnych wiąże się ze zmniejszonym ryzykiem śmierci i niższą zachorowalnością wśród ludzi. Korzyści produkcyjne wiążą się m.in. z poprawą wielkości zbiorów rolnych, upraw leśnych itp. oraz możliwymi oszczędnościami kosztów w sektorach gospodarczych zaopatrujących się w wodę. Korzyści ekonomiczne z poprawy stanu środowiska to zwiększona wartość nieruchomości, mniejsze koszty remontów i modernizacji budynków. Poprawa wartości środowiskowych obejmuje takie cechy środowiska, za które człowiek jest w stanie dodatkowo zapłacić. Są to np. dodatkowe tereny rekreacyjne czy naturalne ekosystemy. W przypadku systemów energetycznych wymienione korzyści ekonomiczne możliwe są do osiągnięcia poprzez zmniejszenie zanieczyszczenia powietrza, zrzutu wód, składowania odpadów i innych oddziaływań związanych z produkcją, transportem i zużyciem paliw energetycznych (Rowe 1996). Korzyści te należy rozpatrywać zarówno w skali lokalnej, regionalnej, jak i globalnej. W tym ostatnim przypadku chodzi głównie o ograniczenie negatywnych skutków związanych z globalnym ociepleniem. To one stanowią uzasadnienie wprowadzenia unijnego systemu handlu pozwoleniami zbywalnymi jako instrumentu pozwalającego ograniczyć emisję CO₂ – gazu uważanego za głównego sprawcę efektu cieplarnianego.

Analiza kosztów realizacji określonej polityki wymaga z kolei kategoryzacji i waloryzacji kosztów ekonomicznych¹. W skład kosztów ekonomicznych wchodzi dwie kategorie kosztów: tzw. koszty bezpośrednie i tzw. koszty pośrednie. Pierwsza kategoria kosztów obejmuje koszty czynników produkcji zaangażowanych podczas realizacji projektów gospodarczych. Drugi rodzaj kosztów określa wartości dóbr i usług utraconych przez gospodarke, np. przez wprowadzenie określonych regulacji (Burtraw 1998).

Stosunkowo najłatwiej identyfikowalną i najczęściej wykorzystywaną miarą kosztów realizacji określonej polityki są koszty bezpośrednie. Koszty bezpośrednie powstają na skutek zaangażowania zasobów (czynników produkcji) w celu realizacji określonego zadania produkcyjnego lub polityki gospodarczej. Są też często niesłusznie utożsamiane jako jedyny składnik kosztów ekonomicznych. W przypadku sektorów energetycznych koszty bezpośrednie obejmują koszty wydobycia, transportu i energetycznego wykorzystania nośników energetycznych. W ich skład wchodzi zarówno koszty bieżące (operacyjne) funkcjonowania istniejących zakładów produkcyjnych, jak i nakłady inwestycyjne obiektów nowych.

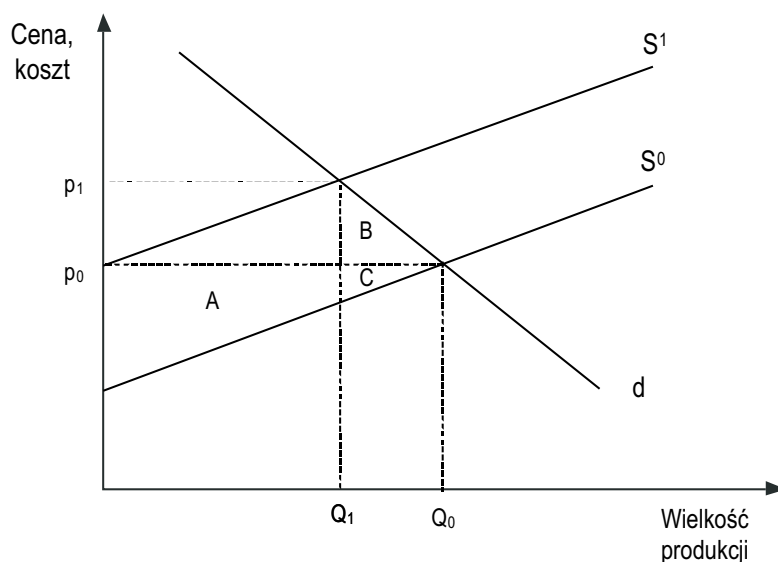
Drugą kategorią kosztów ekonomicznych są koszty pośrednie. Ich zakres określony jest na podstawie zmian dokonujących się na pojedynczych rynkach lub w obrębie całej gos-

¹ W literaturze z zakresu analizy kosztów i korzyści koszty ekonomiczne określane są różnymi terminami, m.in. *social costs*, *welfare costs* czy *economic costs*.

podarki – na skutek wprowadzenia określonych rozwiązań prawnych, ekonomicznych czy społecznych. W przypadku rozwiązań z dziedziny ochrony środowiska najczęściej są to wymuszenia spowodowane wprowadzeniem określonych przepisów środowiskowych, takich jak: zaostrzone normy emisyjne lub podatki ekologiczne. Skutki te objawiają się m.in. w zmianie cen produktów, poziomu zatrudnienia, wzroście lub spadku produkcji (Siebert 1995). Te dodatkowe efekty pośrednie (*secondary effects*) wpływają na poziom rozwoju gospodarczego określanego zazwyczaj na podstawie zmian produktu krajowego brutto. Pełny rachunek kosztów ekonomicznych wymaga wówczas zastosowania tzw. analizy równowagi ogólnej (*general equilibrium analysis*).

Jeżeli skutki ekonomiczne są określane nie dla całej gospodarki, lecz dla pojedynczych rynków produktów czy usług, wówczas mówimy o tzw. analizie cząstkowej (*partial analysis*). W tego typu badaniach analizuje się zachowania zawężonej grupy producentów i konsumentów zakładając, że cała reszta gospodarki nie jest poddana wpływowi oddziaływań ekonomicznych. Takie uproszczone podejście może być uzasadnione analityczną wygodą i dostępnym aparatem matematycznym. Metodyka ta wykorzystywana jest także w przypadku stosunkowo mniej istotnych sprzężeń zwrotnych zachodzących pomiędzy pojedynczym rynkiem poddanym określonym regulacjom, a całą gospodarką. Wówczas właściwą miarą kosztów pośrednich są zmiany poziomu nadwyżki konsumentów i producentów, określających tzw. poziom dobrobytu społecznego. Koszty pośrednie są tutaj interpretowane jako miara wartości dóbr i usług utraconych przez gospodarke (Burtraw 1998).

Na rysunku 1 zaprezentowano sposób określania kosztów bezpośrednich i pośrednich dla rynku pojedynczego produktu. S^0 i S^1 przedstawiają krzywe podaży odpowiednio przed



Rys. 1. Koszt ekonomiczny wprowadzenia regulacji środowiskowych
Źródło: Bates i in. (1994)

Fig. 1. Economic costs of environmental regulations

i po wprowadzeniu regulacji środowiskowych. Popyt na produkt reprezentowany jest przez krzywą d . Po narzuceniu ostrzejszych wymagań środowiskowych cena wzrasta z p_0 do p_1 , a konsumpcja spada z Q_0 do Q_1 . Pole A przedstawia koszt zakupu urządzeń służących poprawie ochrony środowiska (koszty bezpośrednie), pola B i C utratę nadwyżki konsumentów i producentów na skutek spadku popytu na dostarczany produkt (koszty pośrednie). Suma tych pól stanowi pełną miarę kosztu ekonomicznego wprowadzenia regulacji środowiskowych.

Analizując sposób definiowania kosztów ekonomicznych należy mieć na uwadze fakt, że wiele form regulacji może być przedstawiana zarówno w wąskim, jak i szerokim zakresie skutków gospodarczych. Nie ma niestety prostej odpowiedzi na pytanie o zasadność stosowania określonej metody analitycznej szacującej wielkość ponoszonych kosztów ekonomicznych. W większości przypadków ingerencje w funkcjonowanie określonego rynku nie pociągają za sobą poważnych skutków makroekonomicznych. Analiza równowagi cząstkowej jest w tym przypadku właściwą metodą analityczną. Jednak niektóre mocno zintegrowane z pozostałymi działami gospodarczymi sektory, takie jak np. sektor energetyczny, często wymagają zastosowania analizy ogólnej. Nie jest to jednak reguła i można znaleźć prace, w których analiza równowagi cząstkowej jest równie często wykorzystywana². Powodem tego są przede wszystkim wysokie koszty budowy i wykorzystania odpowiedniego narzędzia – modelu równowagi ogólnej. Ponadto, w efekcie zastosowania modeli równowagi cząstkowej stopień agregacji wyników jest zdecydowanie mniejszy niż dla modeli równowagi ogólnej, co ma niebagatelne znaczenie w przypadku prac wymagających szczegółowych zaleceń i rekomendacji sektorowych.

Podjęcie decyzji publicznej (interwencji państwa) w celu eliminacji zniekształceń alokacyjnych powinno się opierać na kryterium maksymalizacji różnicy pomiędzy korzyściami i kosztami tej interwencji. W tym ujęciu korzyści odpowiadają unikniętym kosztom zewnętrznym. Alternatywnym, lecz z formalnego punktu widzenia tożsamym kryterium decyzyjnym jest minimalizacja sumy kosztów zewnętrznych i kosztów ekonomicznych. Warunki te możemy to zapisać następująco³:

$$\max \sum_t (B_t - C_t)(1+r)^{-t}$$

lub alternatywnie:

$$\min \sum_t (D_t + C_t)(1+r)^{-t}$$

gdzie: $B = D$ – B – korzyści, D – koszty zewnętrzne,
 C – koszty ekonomiczne,
 t – czas,
 r – społeczna stopa dyskontowa.

² Zob. m. in.: Bigano i in. (2000), Andersson, Haden (1997), Bates i in. (1994).

³ Szerzej na ten temat m.in. w: Becker i in. (1993), Woś (1995).

Do oszacowania wielkości kosztów i korzyści określających warunek efektywności alokacyjnej wykorzystane mogą być różne miary, przy czym decydujące znaczenie ma tutaj zastosowana metoda analityczna. W analizie równowagi ogólnej jest to zazwyczaj wielkość produktu krajowego brutto (PKB). W analizie cząstkowej są to natomiast zmiany nadwyżki konsumentów i producentów, dokonujące się na pojedynczym rynku. Nadwyżka konsumentów mierzy różnicę między tym, ile konsument chce zapłacić a tym, ile wynosi cena produktu. Nadwyżka producentów mierzy różnicę między ceną, jaką producent otrzymuje a ceną, jaką byłby w stanie zaakceptować przy mniejszych rozmiarach produkcji. W ujęciu formalnym jest to całka następującej funkcji (Spulber 1985):

$$W(Q) = \int_0^Q D(q) dq - \int_0^Q C(q) dq$$

gdzie: W – poziom dobrobytu,
 $D(q)$ – krzywa popytu,
 $C(q)$ – krzywa podaży,
 q – poziom produkcji,
 Q – produkcja w punkcie równowagi.

Ponieważ ze społecznego punktu widzenia koszty zewnętrzne są tak samo istotne jak pozostałe składniki powyższej funkcji, należy je zatem uwzględnić jako dodatkowy składnik funkcji dobrobytu. W rezultacie można sformułować warunek maksymalizacji funkcji dobrobytu dla pojedynczego rynku w następującej postaci:

$$W(Q) = \max \int_0^Q D(q) dq - \int_0^Q C(q) dq - D(e)$$

gdzie: e – poziom emisji zanieczyszczeń,
 $D(e)$ – funkcja kosztów zewnętrznych.

Jest to rozszerzona postać podanego wcześniej kryterium opartego na maksymalizacji różnicy pomiędzy korzyściami zewnętrznymi a kosztami ekonomicznymi. W tym ujęciu koszty zewnętrzne odpowiadają ujemnym korzyściom zewnętrznym, a koszty ekonomiczne określane są na podstawie zmian (zmniejszenia) poziomu dobrobytu społecznego, mierzonego nadwyżką konsumentów i producentów. Także i w tym przypadku powinien być zastosowany rachunek dyskonta, różnicujący składniki funkcji dobrobytu społecznego w czasie.

2. Skutki internalizacji kosztów zewnętrznych dla krajowego sektora energetycznego

W rozdziale tym przedstawiono wyniki analizy kosztów i korzyści związanych z internalizacją kosztów zewnętrznych w decyzjach produkcyjnych przedsiębiorstw energetycznych. Analizę przeprowadzono dla krajowego sektora energetycznego w perspektywie do roku 2020. Technologie energetyczne konkurują tu ze sobą w taki sposób, że wybierany jest optymalny wariant rozwojowy, zapewniający maksymalizację dobrobytu społecznego, definiowanego powyższymi równaniami. Oznacza to, że technologie „czystsze” są preferowane w stosunku do technologii opartych na tradycyjnych paliwach stałych. Oczywiście, podstawą tego wyboru jest rachunek ekonomiczny preferujący te technologie, których suma kosztów materialnych i zewnętrznych będzie najmniejsza. Oznaczać to także może, że kosztowne technologie wykorzystujące źródła odnawialne (np. kolektory słoneczne) niekoniecznie muszą być efektywną opcją rozwojową, gdyż składnik kosztów materialnych jest wyższy od sumy kosztów materialnych i społecznych innych technologii.

Podstawą metodyczną tych obliczeń jest własny model rozwoju krajowego sektora energetycznego (Kudełko 2006, 2007). W badaniach wykorzystano własne szacunki kosztów zewnętrznych powodowanych przez krajowe elektrownie zawodowe (projekt NEEDS, Kudełko 2003, 2005, 2007).

Analizie poddano następujące warianty, zróżnicowane zakresem internalizacji kosztów zewnętrznych:

1. Scen_ref_0 – scenariusz odniesienia zakładający brak konieczności dostosowania się krajowej energetyki do jakichkolwiek regulacji środowiskowych (brak internalizacji kosztów zewnętrznych, decyzje produkcyjne oparte są tylko na kosztach prywatnych);
2. Scen_eko_0 – scenariusz przewidujący rozwój krajowego sektora energetycznego uwzględniający dostosowanie się do krajowych i europejskich regulacji środowiskowych, w tym: globalnych limitów emisji SO₂ i NO_x, wynikających z zapisów Traktatu Akcesyjnego, limitów emisji CO₂ dla elektroenergetyki zawodowej, wynikających z systemu handlu pozwoleniami zbywalnymi oraz limitów określających ilość produkcji energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych (jest to zatem wariant zakładający częściową internalizację kosztów zewnętrznych);
3. Scen_ref_1 – scenariusz zakładający pełną internalizację kosztów zewnętrznych powodowanych na etapie produkcji energii elektrycznej i ciepła (brak regulacji środowiskowych, lecz wprowadzenie pełnej internalizacji kosztów zewnętrznych powodowanych emisją zanieczyszczeń CO₂, SO₂, NO_x i pyłów).

Wybór powyższych scenariuszy ma na celu zweryfikowanie tezy mówiącej o tym, że internalizacja kosztów zewnętrznych jest z ekonomicznego punktu widzenia rozwiązaniem efektywnym. Oznacza to także, że funkcjonowanie sektorów energetycznych powinno być w dużej mierze oparte na technologiach bez- lub niskoemisyjnych. Nie wyklucza to jednak

rozwoju tradycyjnych technologii energetycznych opartych na węglu kamiennym czy brunatnym, które mogą skutecznie zaspokajać wysoki popyt na energię elektryczną.

We wszystkich scenariuszach funkcją celu jest maksymalizacja dobrobytu społecznego, definiowanego jako suma nadwyżek producentów i konsumentów na rynku energii elektrycznej i ciepła, pomniejszonego o składnik kosztów zewnętrznych. Do rozwiązania modelu zastosowano *solver* CPLEX wchodzący w skład pakietu GAMS.

W poniższej tabeli 1 przedstawiono wynikową strukturę produkcji energii elektrycznej i ciepła w energetyce zawodowej, przemysłowej i komunalnej dla analizowanych scenariuszy rozwojowych.

TABELA 1. Sumaryczna produkcja energii elektrycznej i ciepła w technologiach energetycznych [PJ/rok]

TABLE 1. The total electricity and heat production in energy technologies [PJ/year]

Technologia	Scen_ref_0					Scen_eko_0					Scen_ref_1				
	2005	2008	2010	2015	2020	2005	2008	2010	2015	2020	2005	2008	2010	2015	2020
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
EZ_WK_I	259	228	207	155	104	259	228	207	155	104	259	228	207	155	104
EZ_WK_M_P	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	44	54	106	158
EZ_WK_M_T	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EZ_WK_M_F	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EZ_WK_M_B	0	38	65	117	168	0	42	54	97	168	0	0	10	10	10
EZ_WB_I	193	170	155	116	77	193	170	155	116	77	143	170	155	116	77
EZ_WB_M_P	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	39
EZ_WB_M_T	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EZ_WB_M_F	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EZ_WB_M_B	1	33	48	87	114	1	33	48	87	126	10	33	48	87	87
EZ_WOD_I	13	11	10	8	5	13	11	10	8	5	13	11	10	8	5
EZ_WK_N	0	0	0	4	59	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EZ_WB_N	0	27	39	40	40	0	7	7	15	15	0	0	6	6	23
EZ_PGK_N	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EZ_PGB_N	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EZ_TG_N	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EZ_PG_N	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EZ_JAD_N	0	0	0	80	120	0	0	0	80	120	0	0	0	80	120
EZ_WOD_N	0	0	0	0	0	0	13	19	19	19	0	0	0	0	8
EZ_WIA_N	0	0	0	0	0	0	0	14	14	14	0	0	0	0	0
EC_WK_I	226	199	181	136	91	226	199	181	136	91	226	199	181	136	91
EC_GAZ_I	15	15	13	10	7	15	15	13	10	7	17	15	13	10	7
EC_WK_M_P	0	39	57	102	147	0	0	0	0	0	11	39	57	102	147

TAB. 1 cd.

TAB. 1 cont.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
EC_WK_M_T	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EC_WK_M_F	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EC_WK_M_B	0	0	0	0	0	0	39	56	102	118	0	0	0	0	0
EC_WK_N	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	37	58	156
EC_TG_N	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EC_PG_N	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EC_OL_N	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EP_WK_I	197	162	138	79	20	197	162	138	79	20	197	148	98	79	20
EP_WK_M_P	0	45	69	128	188	0	45	69	128	188	0	0	0	0	0
EP_WK_M_T	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EP_GAZ_I	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
htEP_OP_I	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EP_WK_N	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EP_TG_N	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EP_PG_N	0	0	0	0	11	0	0	0	0	66	0	0	0	0	6
EP_OL_N	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CP_WK_I	229	188	161	92	23	229	188	161	92	23	15	0	0	0	0
CP_WK_M_P	0	13	48	77	77	0	10	51	130	208	0	0	0	0	0
CP_WK_M_T	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CP_OL_I	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CP_GAZ_I	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CP_WK_N	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CP_OL_N	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CP_TG_N	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	107	107	107	107	107
CP_BIO_N	0	0	0	0	49	0	0	0	0	0	6	58	84	84	84
CP_GEO_N	0	1	1	40	50	0	0	0	0	0	2	20	30	40	50
CP_SL_N	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Oznaczenia:

EZ – elektrownie zawodowe, EC – elektrociepłownie zawodowe, EP – elektrociepłownie przemysłowe, CP – ciepłownie lokalne.

WK – węgiel kamienny, WB – węgiel brunatny, GAZ – gaz ziemny, TG – turbiny gazowe, PG – układy parowo-gazowe, OL – olej opałowy, WOD – energia wodna, WIA – energia wiatrowa, JAD – energia jądrowa, BIO – biomasa, GEO – energia geotermalna, SL – energia słoneczna.

M – modernizacja technologii, N – technologia nowa, I – technologia istniejąca.

P – modernizacja podstawowa, T – modernizacja z dodaniem turbiny gazowej, F – modernizacja z dodaniem kotła fluidalnego, B – współspalanie biomasy.

Źródło: opracowanie własne

Należy zauważyć istotny wpływ obecnych i przyszłych regulacji środowiskowych, a w skrajnym scenariuszu – internalizacji kosztów zewnętrznych – na zakres zmian strukturalnych w krajowym sektorze energetycznym, w tym przede wszystkim w energetyce zawodowej. Współspalanie biomasy wydaje się być najtańszą, a jednocześnie najskuteczniejszą alternatywą umożliwiającą dostosowanie się do tych przepisów. Należy też zauważyć, że nowe technologie energetyczne oparte na węglu kamiennym (np. wysokowydajne kotły energetyczne na parametry nadkrytyczne, układy parowo-gazowe ze zgazowaniem węgla) ze względu na wysokie koszty nie są konkurencyjne. Są wypierane przez technologie odnawialne (głównie współspalanie biomasy, elektrownie wiatrowe i wodne) oraz częściowo elektrownie wykorzystujących węgiel brunatny. Z tego samego powodu także technologie gazowe nie są opcją konkurencyjną. Po 2015 roku ekonomicznie opłacalna i pozwalająca na dostosowanie się do limitu emisji CO₂ jest budowa elektrowni jądrowej, choć bardziej prawdopodobny okres jej eksploatacji możliwy jest dopiero po 2020 roku. Jest to technologia na tyle konkurencyjna pod względem kosztów produkcji, a przy tym bezemisyjna, że wydaje się być szczególnie preferowana w przypadku dużego wzrostu popytu na energię elektryczną. Dodatkowym czynnikiem wymuszającym tego typu inwestycję są przewidywane ograniczone możliwości dostaw węgla kamiennego. W energetyce przemysłowej i lokalnej węgiel kamienny pozostanie paliwem podstawowym, choć konieczne będą modernizacje starych urządzeń oraz może nastąpić częściowe przejście na technologie gazowe. Technologie wykorzystujące źródła odnawialne, szczególnie w energetyce lokalnej, z uwagi na wysokie koszty, nie stanowią realnej opcji rozwojowej.

W scenariuszu scen_eko_1 zauważalny jest spadek produkcji w porównaniu z wariantami poprzednimi. Jest to wynikiem reakcji popytowej na wzrost cen energii związany z pełną internalizacją kosztów zewnętrznych w kosztach produkcji. Choć przyjęto dość niskie współczynniki elastyczności cenowej (popyt stosunkowo sztywny), to jednak wzrost kosztów jest bardzo poważny, przez co spadek popytu w początkowym okresie wynosi około 7–11%. W 2020 roku obserwowany jest rozwój technologii niskoemisyjnych, dlatego spadek popytu jest niższy i wynosi 5%.

Oprócz ograniczenia produkcji następują także istotne zmiany struktury wykorzystania paliw. Maleje przede wszystkim rola węgla kamiennego, będąca skutkiem wysokich kosztów zewnętrznych powodowanych emisją zanieczyszczeń pochodzących ze spalania tego nośnika energetycznego. Jednak dominująca pozycja technologii węglowych w energetyce zawodowej powinna być utrzymana, a spadek obserwowany jest przede wszystkim w energetyce przemysłowej i lokalnej. Charakterystyczne jest, iż w przypadku węgla brunatnego ten niższy trend nie występuje, choć jest to również „polutogenne” paliwo jak węgiel kamienny. Decydujące znaczenie odgrywają tu jednak stosunkowo niskie koszty produkcji w elektrowniach opartych na węglu brunatnym.

Jedną z możliwych alternatyw dla węgla kamiennego i brunatnego jest większe wykorzystanie gazu ziemnego. Jego znaczenie w bilansie energetycznym zdecydowanie rośnie, głównie w ciepłowniach lokalnych. Niska emisja zanieczyszczeń, w tym głównie CO₂, decyduje o tak dużym wzroście znaczenia gazu ziemnego do produkcji ciepła. Również technologie oparte na energii odnawialnej są preferowane przede wszystkim w ciepłowniach lokalnych. Dotyczy to szczególnie energii geotermalnej i biomasy, które stanowią realną

konkurencję dla pozostałych nośników energetycznych. Natomiast wysoki koszt technologii wykorzystujących energię wiatru i słońca w energetyce zawodowej stanowi barierę ich szerszego niż dotychczas wykorzystania. Tańszą alternatywą wydaje się być wykorzystywanie tradycyjnych technologii węglowych, poddanych jednak znacznej modernizacji i wyposażeniu ich w technologie redukcji emisji SO₂ i NO_x.

Najistotniejsza część wniosków dotyczy poziomu dobrobytu społecznego związanego z realizacją poszczególnych scenariuszy rozwojowych. Charakteryzują się one zróżnicowanym poziomem kosztów prywatnych, kosztów zewnętrznych oraz dobrobytu społecznego. W poniższej tabeli 2 zaprezentowano wyniki uzyskane dla rozpatrywanych wariantów, podane w wartościach zdyskontowanych na początkowy rok analizy.

TABELA 2. Wyniki ekonomiczne [mln zł]

TABLE 2. Economic results [mln zł]

Wyszczególnienie	Scenariusze			Różnica	
	Scen_ref_0	Scen_eko_0	Scen_ref_1	2-1	3-1
Zdyskontowane koszty prywatne	339 431	347 957	351 216	8 526	11 785
Zdyskontowane koszty zewnętrzne	316 669	295 910	180 584	-20 759	-136 085
Koszt społeczny (prywat. + zewn.)	656 100	643 867	531 800	-12 233	-124 300
Zdyskontowana nadwyżka producentów	126 992	122 061	228 866	-4 931	101 874
Zdyskontowana nadwyżka konsumentów	111 886 889	111 882 219	111 736 692	-4 670	-150 197
Dobrobyt społeczny	111 697 212	111 708 370	111 784 974	11 158	87 762

Źródło: opracowanie własne

Punktem odniesienia jest scenariusz Scen_ref_0, którego funkcja celu nie zawiera składnika kosztów zewnętrznych. Nie uwzględnienie kosztów zewnętrznych w decyzjach produkcyjnych przedsiębiorstw produkujących energię elektryczną i ciepło oznacza, że przedsiębiorstwa opierają swoje decyzje produkcyjne jedynie na kosztach prywatnych, co powoduje że preferowane są tradycyjne technologie węglowe, charakteryzujące się wysoką emisyjnością. Innymi słowy koszty prywatne w porównaniu z pozostałymi wariantami są tutaj mniejsze, podobnie jak korzyści w postaci unikniętych kosztów zewnętrznych. Porównanie wyników tego scenariusza z wariantem zakładającym dostosowanie się energetyki do regulacji ekologicznych (Scen_eko_0) wskazuje, że w tym drugim przypadku koszt społeczny, będący sumą kosztów prywatnych i zewnętrznych, jest mniejszy o 12 233 mln zł. W ujęciu dobrobytu społecznego, definiowanego jako sumę nadwyżek konsumentów i producentów, pomniejszoną o wartość kosztów zewnętrznych, jest to wariant korzystniejszy o 11 158 mln zł.

Jednakże z ekonomicznego punktu widzenia najkorzystniejszy jest Scen_ref_1, zakładający pełną internalizację kosztów zewnętrznych. Choć wymusza on rozwój najdroższych technologii energetycznych, to znacząco, bo o 124 300 mln zł, maleje koszt społeczny, a dobrobyt rośnie o 87 762 mln zł. Wyniki scenariusza Scen_ref_1 wskazują zatem na

prawidłowy, tzn. optymalny społecznie kierunek rozwoju krajowego sektora energetycznego, uwzględniający wszystkie elementy rachunku kosztów, czyli koszty prywatne, koszty pośrednie (mierzone zmianami nadwyżek konsumentów i producentów) i koszty zewnętrzne.

Podsumowanie

Wyniki zaprezentowane w publikacji należy odnieść do toczącej się w naszym kraju burzliwej dyskusji o wpływie i zasadności wprowadzenia przez UE różnorodnych regulacji z zakresu ochrony środowiska w sektorach energetycznych. Regulacje te w bardzo poważnym stopniu dotyczą naszego sektora wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, opartego w głównej mierze na tradycyjnych paliwach kopalnych. Prezentowane opinie w dużej mierze koncentrują się na niekorzystnych efektach tych regulacji, w tym głównie wysokim wzrostem cen energii elektrycznej i ciepła wskutek konieczności wypełnienia tych przepisów. Należy zgodzić się z tymi opiniami, gdyż niewątpliwie w poważny sposób wpłyną one na gospodarkę jako całość, np. mogą doprowadzić do spadku konkurencyjności niektórych sektorów gospodarczych, a w konsekwencji spadku produkcji, PKB i zubożenia niektórych grup społecznych. Niestety opinie te pomijają bardzo ważny element korzyści, które te regulacje ze sobą niosą w postaci ograniczenia negatywnych skutków gospodarczych, społecznych i zdrowotnych związanych ze zmniejszeniem emisji zanieczyszczeń gazowych. Zaprezentowana w artykule analiza kosztów i korzyści miała za zadanie pokazać te regulacje, które mogą przynieść pozytywny efekt netto. Analiza cząstkowa zastosowana w pracy nie wyczerpuje, co prawda, wszystkich pozytywnych jak i negatywnych skutków tych regulacji, gdyż niezbędny byłby tutaj rachunek przeprowadzony dla całej gospodarki. Jednakże otrzymane rezultaty pozwalają przynajmniej częściowo zweryfikować głoszone poglądy o jedynie negatywnych skutkach polityki środowiskowej UE. Przyszłe prace należałoby skoncentrować na szerszej analizie makroekonomicznej, wykorzystującej model równowagi ogólnej, który uwzględniłby skutki ekonomiczne określone w skali całej gospodarki.

Literatura

- ACOCELLA N., 2002 – Zasady polityki gospodarczej. Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa.
- ANDERSSON B., HADEN E., 1997 – Power production and the price of electricity: an analysis of phase-out of Swedish nuclear power. *Energy Policy*, vol. 25, no. 13, Elsevier Science, Amsterdam.
- BATES R., COFAIA J., TOMAN M., 1994 – Alternative Policies for the Control of Air Pollution in Poland. *World Bank Environment Paper nr 7*, Washington.
- BECKER N., BARON M., SHECHTER M., 1993 – Economic Instruments for Emission Abatement Under Appreciable Technological Indivisibilities. *Environmental and Resource Economics* vol. 3, no. 3, Kluwer Academic Publisher, Dordrecht.

- BIGANO A., PROOST S., VAN ROMPUY J., 2000 – Alternative Environmental Regulation Schemes for the Belgian Power Generation Sector. *Environmental & Resource Economics* vol. 16, no. 2, Kluwer Academic Publisher, Dordrecht.
- BURTRAW D., 1998 – Cost Savings, Market Performance, and Economic Benefits of the U.S. Acid Rain Program, Discussion Paper 98-28-REV, Resources for the Future, Washington.
- KOPP R., KRUPNIK A., TOMAN M., 1997 – Cost-Benefit Analysis and Regulatory reform: An Assessment of the Science and the Art. Discussion Paper 97-19, Resources for the Future, Washington.
- KUDEŁKO M., 2005 – Efektywność alokacyjna przy występowaniu kosztów zewnętrznych – model równowagi cząstkowej krajowego sektora energetycznego. *Polityka Energetyczna* t. 8, z. 1, Kraków.
- KUDEŁKO M., 2006 – Internalisation of external costs in the Polish power generation sector: a partial equilibrium model. *Energy Policy* Vol. 34, Issue 18.
- KUDEŁKO M., 2003 – Koszty zewnętrzne systemów energetycznych. *Polityka Energetyczna* t. 6, z. spec., Kraków.
- KUDEŁKO M., SUWAŁA W., KAMIŃSKI J., 2007 – Koszty zewnętrzne w energetyce – zastosowanie w badaniach modelowych. *Studia, Rozprawy, Monografie* nr 139, Wydawnictwo IGSMiE PAN, Kraków.
- ROWE R., LANG C., CHESTNUT L., 1996 – Critical Factors in Computing Externalities for Electricity Resources. *Resource and Energy Economics* no. 18, Washington.
- SIEBERT H., 1995 – *Economics of the Environment*. Springer, Germany.
- SPULBER D., 1985 – Effluent Regulation and Long-Run Optimality. *Journal of Environmental Economics and Management* no. 12, Elsevier Science, Amsterdam.
- WOŚ A., 1995 – *Ekonomika odnawialnych zasobów naturalnych*. Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa.

Mariusz KUDEŁKO

The internalization of external cost produced by the Polish power sector – the cost-benefit analysis

Abstract

The paper presents theoretical issues of optimal decisions on long-term development of energy sectors based on the cost-benefit analysis. The theory allowed to perform the cost-benefit analysis of internalization of externalities produced by power plants. The partial equilibrium model of the Polish power sector development and estimations of external costs produced by particular air emissions were used. Three main scenarios, varied by the range of internalization were analyzed. The results confirm that if the range of internalization of externalities is greater (for example by the introduction of EU

environmental regulations), and consequently the expected serious structural changes in domestic energy sector are, than the more effective – from a social point of view – is the way of its development.

KEY WORDS: cost-benefit analysis, internalization of externalities, energy sector