

Wioletta SKRODZKA
Politechnika Częstochowska
Wydział Zarządzania
w.skrodzka@op.pl

ANALIZA KOSZTÓW ZEWNĘTRZNYCH PRODUKCJI ENERGII PIERWOTNEJ W POLSCE W ŚWIETLE UNIJNYCH CELÓW ŚRODOWISKOWO-KLIMATYCZNYCH

Streszczenie. Koszty zewnętrzne wytwarzanie energii elektrycznej są obecnie najważniejszymi kryteriami środowiskowymi kształtującymi decyzje inwestycyjne w obszarze systemu elektroenergetycznego. Odnoszą się do ogółu negatywnych efektów związanych z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepłej w jej wszystkich etapach technicznego procesu. Głównym celem artykułu jest analiza metodologii szacowania kosztów zewnętrznych produkcji energii pierwotnej oraz porównanie rocznej emisji gazów cieplarnianych powstałych w wyniku spalania paliw w przemyśle energetycznym w Polsce na tle wybranych krajów Unii Europejskiej w świetle zmieniających się realiów prawnych.

Słowa kluczowe: produkcja energii pierwotnej, koszty zewnętrzne, energetyka odnawialna

ANALYSIS OF EXTERNAL COSTS OF PRIMARY ENERGY PRODUCTION IN POLAND IN THE LIGHT OF EU ENVIRONMENTAL AND CLIMATE TARGETS

Abstract. The external costs of electricity generation are currently the most important environmental criteria shaping investment decisions in the area of the power system. They refer to the overall negative effects associated with the production of electricity and heat at all stages of the technical process. The main objective of the article is to analyze the methodology for estimating external costs of primary energy production and to compare the annual greenhouse gas emissions resulting from fuel combustion in the power industry in Poland against selected European Union countries in the light of changing legal realities.

Keywords: primary energy production, external costs, renewable energy

1. Wstęp

Na przełomie XX i XXI wieku powstało wiele inicjatyw UE w ramach polityki zrównoważonego rozwoju oraz podkreślających rolę UE jako lidera ochrony klimatu. W 2014 r. na szczycie Rady Europejskiej przyjęto zaproponowane przez Komisję Europejską ograniczenie emisji GHG do 2030 r. o 40% w stosunku do roku 1990 oraz wzrost udziału OZE do 27% średnio dla całej UE. 12.12.2015 r. na mocy przyjętego w Paryżu porozumienia klimatycznego 195 krajów zobowiązało się do podjęcia działań na rzecz ograniczenia wzrostu średniej temperatury na świecie. Osiągnięcie celu wymaga zmniejszenia globalnej emisji gazów cieplarnianych. Porozumienie paryskie ma wejść w życie w 2020 r. w miejsce uzupełniającego konwencję w sprawie zmian klimatu protokołu z Kioto. Porozumienie to ratyfikowało 147 państw. USA uczyniły to dopiero we wrześniu 2016 r.. Zgodnie z zapisami Porozumienia Klimatycznego, kraje-sygnatariusze miały przedstawić swoje długoterminowe strategie. Podczas konferencji COP22 w Marrakeszu tylko cztery kraje złożyły takie dokumenty – Niemcy, USA, Meksyk i Kanada. USA zobligowały się do 2050 r. do redukcji emisji o nie mniej niż 80% poziomu emisji z 2005 r.. Niestety od 1 czerwca 2017 r. USA zaprzestały implementacji porozumień paryskich. Prezydent Donald Trump w swoim wystąpieniu uzasadniając decyzję podkreślił, że traktat narzuca USA ograniczenia produkcji w niektórych sektorach gospodarki i wstrzymuje powstawanie nowych miejsc pracy.

Polska, będąc stroną Protokołu z Kioto oraz państwem członkowskim Unii Europejskiej, włączyła się do wysiłków społeczeństwa międzynarodowego na rzecz ochrony klimatu. Wśród podejmowanych działań szczególnie ważne jest efektywne ograniczanie emisji gazów cieplarnianych do atmosfery. Przepisy dotyczące sposobu zarządzania emisjami gazów cieplarnianych w Polsce określa Ustawa z dnia 17 lipca 2009 r. o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji (Dziennik Ustaw Nr 130, 2009).

Celem niniejszej publikacji jest analiza metodologii szacowania kosztów zewnętrznych produkcji energii pierwotnej oraz porównanie rocznej emisji gazów cieplarnianych powstałych w wyniku spalania paliw w przemyśle energetycznym w Polsce na tle wybranych krajów Unii Europejskiej w świetle zmieniających się realiów prawnych uwarunkowanych unijnymi celami środowiskowo-klimatycznymi.

2. Koszty zewnętrzne technologii energetycznych– metodologia badawcza

Literatura przedmiotu definiuje koszty zewnętrzne technologii energetycznych odnosząc się do ogółu negatywnych efektów związanych z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepłej w jej wszystkich etapach technicznego procesu, obejmując: budowę i likwidację

elektrowni, wydobywanie i transport surowców energetycznych oraz emisję zanieczyszczeń (Longo i in., 2008). Porównując wpływ różnych technologii wytwarzania energii na środowisko najczęściej stosuje się podejście oparte na kosztach zewnętrznych (Georgakellos, 2010; Krewitt, 2002). W przypadku odnawialnych źródeł energii (RES) koszty zewnętrzne są stosunkowo niskie w porównaniu z energetyką konwencjonalną, która jest głównym sprawcą emisji gazów cieplarnianych, niekorzystnych skutków zdrowotnych emisji zanieczyszczeń, spadku bioróżnorodności, utraty plonów, niszczenia elewacji budynków czy też korozji materiałów (Bridges i in., 2015). Jako pierwsze próby kompleksowego ujęcia zewnętrznych kosztów cyklu paliwowego wymienia się badania Rowe i in. (Rowe i in., 1995) oraz badania Lee i in. (Lee i in., 1995), zwane również badaniami RFF/ORNL. Badania te odnosiły się do całego cyklu paliwowego różnych typów elektrowni. W 1999 r. Krewitt i Heck (Krewitt, Heck, 1999) zastosowali metodę bottom-up do określenia średnich kosztów zewnętrznych związanych z wytwarzaniem energii w kopalniach w Niemczech i w Europie. W procesie modelowania autorzy wykorzystali model EcoSense z metodologii ExternE. Interesującą analizę metodologii badawczej w zakresie szacowania kosztów zewnętrznych przedstawili w latach 2002-2004 Sundqvist i Söderholm (Sundqvist, Söderholm, 2002, 2004). Stwierdzili, że analizowany proces badawczy nie jest obiektywny, gdyż przeprowadzany jest w odniesieniu do konkretnego miejsca oddziaływania źródła zanieczyszczeń. Jedną z najbardziej kompleksowych prób szacunku kosztów zewnętrznych pojawiających się w energetyce zrealizowano w ramach europejskich projektów rozpoczynających się od wczesnych lat 90. do 2005 r. objętych wspólną nazwą ExternE (European Commission, 1995). W wyniku badań opracowano metodologię umożliwiającą analizę dróg oddziaływania zanieczyszczeń na społeczeństwo (European Commission, 2005). Ustalono wielkość ekspozycji na ryzyko (*ER - exposure response*) w skali Unii Europejskiej, określono skutki zdrowotne zanieczyszczenia powietrza i uzgodniono ich wycenę monetarną, obejmującą takie elementy jak wartość statystycznego skrócenia trwania życia, awarie w całym cyklu wytwarzania energii, efekt cieplarniany itp. Po 2005 r. wiele innych projektów, takich NewExt, ExternE-POL, NEEDS, CASES doskonalilo tę metodykę badawczą celem uwzględnienia jak najszerszego spektrum niekorzystnych efektów zewnętrznych powodowanych na etapie produkcji i transportu paliw energetycznych i ich energetycznego zużycia. Zastosowano pakiet programów komputerowych EcoSense do wyceny szkód zdrowotnych i środowiskowych występujących przy produkcji energii elektrycznej. W 2007 r. Rafaj i Kypreos (Rafaj, Kypreos, 2007) wykorzystali globalny model MARKAL do zbadania wpływu internalizowania zewnętrznych kosztów produkcji energii elektrycznej. Interesującym badaniem była analiza przeprowadzona przez National Research Council w 2010 r. (National Research Council, 2010). W ramach badania NRC autorzy obliczyli koszty zewnętrzne spowodowane emisją zanieczyszczeń 406 istniejących elektrowni opalanych węglem oraz 498 istniejących elektrowni gazowych. W 2012 r. Butraw i in. (Butraw i in., 2012) dokonali przeglądu metodologii szacowania rzeczywistych kosztów energii elektrycznej w zakresie dostępnych technologii energe-

tycznych w USA. W 2013 r. Brandt J. i in. (Brandt i in., 2013) opracowali zintegrowany system modelowania EVA (Economic Valuation of Airpollution- ekonomiczna wycena zanieczyszczeń powietrza) oparty na łańcuchu ścieżek oddziaływania. Głównym celem ich pracy było zidentyfikowanie antropogenicznych źródeł emisji w Europie i Danii, które przyczyniają się w największym stopniu do szkodliwego oddziaływania na zdrowie ludzi. W 2014 r. Rentizelas (Rentizelas, 2014) wykorzystał cykl życia kosztów zewnętrznych celem optymalizacji procesu wytwarzania energii elektrycznej.

Koszty zewnętrzne pojawiają się we wszystkich etapach cyklu paliwowego (Fouquet, 2013). W energetyce jądrowej zakres analizy kosztów zewnętrznych dotyczy zarówno górnictwa uranowego, procesu obróbki uranu, transportu materiałów radioaktywnych i odpadów, samego procesu wytwarzania energii, jak również składowania odpadów promieniotwórczych. Obejmuje cały cykl życia elektrowni od procesu budowy infrastruktury, a zakończywszy na likwidacji elektrowni. Istnieje bardzo wiele różnego rodzaju zanieczyszczeń emitowanych w różnych fazach cyklu paliwowego. Niezwykle istotnym zagadnieniem jest więc właściwa internalizacja kosztów zewnętrznych w pełnym koszcie produkcji energii elektrycznej, który ma swoje odzwierciedlenie w cenach energii, jej dostawach i wykorzystaniu (Rafaj, Kypreos, 2007). Literatura przedmiotu rozróżnia dwa podejścia w procesie szacowania kosztów zewnętrznych: metodę kosztów redukcji (*abatement costs approach*) oraz metodę wyceny szkód (*damage costs approach*) (Sundqvist i in., 2002). Pierwsza jest miarą unikniętych kosztów zewnętrznych, druga dotyczy bezpośredniego pomiaru rzeczywistych kosztów zewnętrznych. W jej ramach można wyodrębnić metodę (*top-down*), gdzie szacuje się wskaźniki kosztów zewnętrznych dla całej gospodarki kraju na podstawie całościowej emisji danego typu zanieczyszczenia oraz metodę (*bottom-up*), w której szacuje się koszty dla źródeł emisji zanieczyszczeń (Bickeli i in., 2005). W przypadku zanieczyszczeń gazowych powstałych w trakcie produkcji energii elektrycznej koszty zewnętrzne szacowane są w takich kategoriach oddziaływania jak: zdrowie ludzkie, szkody materialne, degradacja pól rolnych, utrata bioróżnorodności, zmiany klimatu.

W procesie analizy kosztów zewnętrznych wyodrębnia się następujące etapy (Kudelko, 2012):

1. emisja (*emission*) – określenie wielkości emisji zanieczyszczeń emitowanych przez dane źródło, najczęściej w jednostkach fizycznej emisji na jednostkę produkcji energii;
2. rozprzestrzenianie (*dispersion*) – określenie zmian miar jakości środowiska jako funkcji emisji (np. koncentracja emisji w g/m^3);
3. wpływ (*impact*) – szacunek rodzaju i wielkości zmian środowiskowych (np. w odniesieniu do zdrowia człowieka) z wykorzystaniem funkcji „dawka- skutek” (*dose-response functions*);
4. koszt (*cost*) – przekształcenie fizycznych efektów w monetarną wartość kosztów zewnętrznych (np. koszt utraty zdrowia).

Niezbędnych danych o wzroście koncentracji emitowanych zanieczyszczeń dostarczają modele rozprzestrzeniania. W zależności od typu zanieczyszczenia, jego chemicznej charakterystyki oraz rodzaju procesu atmosferycznego odpowiedzialnego za jego tworzenie stosuje się np. model Gaussa (Brode i in., 1992) lub model Langrange'a (Derwent i in., 1986). Wykorzystywanym narzędziem jest również wspomniany wcześniej model EcoSenseWeb.

Zależności funkcyjne typu „dawka- skutek” (*dose-response functions*) określają wpływ emisji zanieczyszczeń np. na zdrowie ludzkie, niszczenie materiałów budowlanych, budynków, plony rolnicze, biodegradację ekosystemów.

Skutki zdrowotne mierzy się najczęściej zwiększoną śmiertelnością ludzi, szacowaną jako przedwczesne zgony, wyrażone jako skumulowana redukcja oczekiwanej długości życia (*years of life lost, YOLL*) dla rozpatrywanej populacji (Leksel, i in., 2001).

Końcowym etapem analizy jest oszacowanie monetarne wartości szkód. Stosuje się wartości rynkowe lub księgowe utraconych dóbr materialnych lub usług, których celem jest usunięcie szkód. W przypadku budynków wielkość szkody szacuje się w oparciu o spadek ich wartości lub funkcji reprezentacyjnych. Wartość tych ostatnich wymaga wyceny warunkowej. Straty w rolnictwie określa się dla wtórnej depozycji SO₂, ozonu i NO_x z wykorzystaniem cen rynkowych płodów rolnych. Określenie szkód środowiskowych i zdrowotnych wymaga odrębnej metodologii. W przypadku kosztów związanych ze zdrowiem ludzkim wykorzystuje się pojęcie gotowości do zapłaty za obniżenie ryzyka zdrowotnego (*willingness to pay, WTP*) lub gotowości do przyjęcia rekompensaty zapłaty za zwiększone ryzyko (*willingness to accept, WTA*). W przypadku zachorowań uwzględniane są również koszty leczenia, stracone zarobki, zmniejszenie produktywności. Dla oszacowania kosztów związanych ze zwiększoną umieralnością stosuje się wskaźnik określany jako wartość statystycznego życia (*value of statistical life, VSL*). W badaniach prowadzonych w Europie i USA wartości wskaźnika przyjmuje się z przedziału 1–5 mln Euro. W badaniach ExternE wykorzystywany jest wskaźnik wartości straconego statystycznego roku życia (*value of lostyear, VOLY*) (Radovic, 2002). Całkowity ekonomiczny efekt zwiększonej śmiertelności, czyli YOLL jest iloczynem wskaźnika VOLY i skumulowanej redukcji oczekiwanej długości życia. W projekcie ExternE uwzględniono końcowe szacunki kosztów szkody na tonę dla konkretnych zanieczyszczeń oraz śmiertelności i zachorowalności, które obejmowałyby nie tylko zdrowie, ale również jakość życia (European Commission, 2003).

W ramach projektów ExternE, NEEDS i CASES badano również zewnętrzne koszty ekologiczne ekosystemów. Zewnętrzne koszty środowiskowe dotyczą wpływu zanieczyszczeń na plony, uszkodzenia materiałów i utratę różnorodności biologicznej spowodowanej zakwaszaniem (SO₂, NO_x, NH₃) i eutrofizacją (NO_x i NH₃) oraz wykorzystaniem terenów pod budowę elektrowni. Są one szacunkiem szkód powstałych w wyniku emisji w cyklu życia zanieczyszczeń powietrza: amoniaku (NH₃), nieprzemysłowych lotnych związków organicznych (NMVOC), tlenku azotu (NO_x), cząstek stałych, dwutlenku siarki

(SO₂). Ocena utraty bioróżnorodności bazuje na wycenie metodą „gotowości do zapłaty” (*WTP – willingness to pay*) za zachowanie ekosystemu w stanie pierwotnym.

3. Grupowanie krajów pod względem struktury produkcji energii pierwotnej oraz rocznej emisji gazów cieplarnianych powstałych w wyniku spalania paliw w przemyśle energetycznym

Ważnym składnikiem całkowitego zewnętrznego kosztu produkcji energii elektrycznej jest koszt emisji gazów cieplarnianych i powstawanie tzw. efektu cieplarnianego. Pomiar emisji gazów cieplarnianych w cyklu życia elektrycznych źródeł energii obejmuje obliczanie potencjału globalnego ocieplenia poprzez ocenę cyklu życia każdego źródła energii. Wyniki są przedstawione w jednostkach o globalnym ociepleniu na jednostkę energii elektrycznej wytwarzanej przez to źródło. Waga wykorzystuje jednostkę potencjalnego ocieplenia globalnego, ekwiwalent dwutlenku węgla (CO_{2e}) oraz jednostkę energii elektrycznej (kWh). Celem oceny jest uwzględnienie całego życia źródła, począwszy od wydobycia materiałów i paliw poprzez budowę do eksploatacji i gospodarki odpadami. W projekcie CASES zastosowano dwa podejścia celem oceny globalnego ocieplenia. Metoda pierwsza polega na obliczeniu marginalnych kosztów szkody dla jednostki emisji CO₂, CH₄ i N₂O, metoda druga za pomocą metaanalizy liczy marginalne koszty unikania emisji gazów cieplarnianych. Dane nie są specyficzne dla poszczególnych państw EU-27, natomiast przyjmują różne wartości w różnych okresach. Największe szkody spowodowane są emisją N₂O. Koszty unikania emisji są w tym wypadku wielokrotnie większe. Niepewność w ocenie kosztów zewnętrznych GHG jest wysoka. W badaniach CASES największe krańcowe koszty emisji gazów cieplarnianych uzyskano dla elektrowni kondensacyjnych węgla brunatnego i węgla kamiennego, najniższe w energetyce wiatrowej.

Celem UE jest zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych o 20% do 2020 r. i o 40% do 2030 r. W 2015 r. emisje gazów cieplarnianych wzrosły po raz pierwszy od 2010 r. w porównaniu z rokiem 2014. W państwach członkowskich UE w 2015 r. emisje gazów cieplarnianych były najwyższe w Niemczech, a następnie w Wielkiej Brytanii i Francji. Największy spadek w porównaniu z 1990 r. odnotowano na Litwie, Łotwie i Estonii (odpowiednio - 58%, - 56% i - 55%). Największe wzrosty w porównaniu z rokiem 1990 odnotowano na Cyprze (+ 44%), w Hiszpanii (+ 19%) i Portugalii (+ 18%).

Analizując emisję gazów cieplarnianych w UE-28 w podziale na główne sektory źródłowe można zauważyć, że 55% emisji gazów w 2015 r. pochodzi z sektora energetycznego. Spalanie paliw w transporcie (włączając lotnictwo) jest drugim najważniejszym sektorem źródłowym z 23% udziałem w 2015 r. Emisje gazów cieplarnianych pochodzących z rolnictwa to około 10% , natomiast przemysł jest emitentem kolejnych 8%.

Do grupowania analizowanych krajów pod względem podobieństwa struktury produkcji energii pierwotnej według źródeł oraz rocznej emisji gazów cieplarnianych powstałych w wyniku spalania paliw w energetyce zastosowano metodę Warda należąca do aglomeracyjnych metod grupowania. Opis metody można znaleźć w wielu pracach z zakresu taksonomii numerycznej (Malina, 2004). Do analizy wykorzystano dane za rok 2014, dane za rok 2015 są jeszcze niedostępne, zawarte w bilansach energetycznych Eurostatu w ujęciu rocznym. Dysponując informacją dotyczącą wybranych państw członkowskich EU obliczono wskaźniki struktury (tabela 1) oraz przeprowadzono grupowanie ze względu na strukturę produkcji energii pierwotnej oraz roczną emisję gazów cieplarnianych powstałych w wyniku spalania paliw w przemyśle energetycznym (tabela 2). Emisja gazów cieplarnianych jest szacowana i zgłaszana w ramach Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu (UNFCCC), Protokołu z Kioto oraz decyzji 525/2013 / WE. Koszyk z Kioto obejmuje sześć gazów: dwutlenek węgla (CO₂), metan (CH₄), tlenek azotu (N₂O), fluorowęglowodory (HFC), perfluorowęglowodory (PFC) i heksafluorek siarki (SF₆). Emisje są ważone według globalnego ocieplenia każdego gazu. Aby uzyskać emisje w ekwiwalencie CO₂ przy wykorzystaniu ich współczynnika globalnego ocieplenia (GWP), stosuje się następujące współczynniki wagi: CH₄ = 25 i N₂O = 298, NF₃ = 17200 i SF₆ = 22800.

Tabela 1

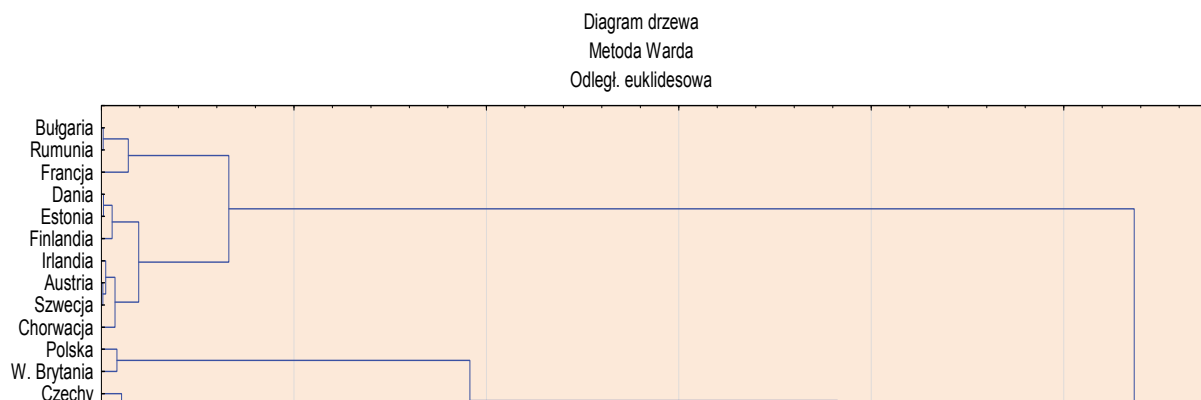
Wskaźniki struktury produkcji energii pierwotnej oraz emisje gazów cieplarnianych powstałych w wyniku spalania paliw w przemyśle energetycznym w 2014 r. w milionach ton ekwiwalentu CO₂

Państwo	Emisja w milionach ton ekwiwalentu CO ₂	Paliwa stałe	Ropa naftowa	Gaz ziemny	Energia jądrowa	Energia odnawialne	Pozostałe źródła
Bułgaria	29,03644	0,455357	0,001786	0,013393	0,366071	0,161607	0,001786
Polska	160,72773	0,802395	0,013473	0,055389	0	0,121257	0,007485
Czechy	53,53377	0,582759	0,006897	0,006897	0,268966	0,127586	0,006897
Dania	15,48733	0	0,512658	0,259494	0	0,202532	0,025316
Niemcy	347,26977	0,365066	0,029801	0,06457	0,206954	0,298013	0,035596
Estonia	14,93602	0,782759	0	0	0	0,206897	0,010345
Irlandia	11,14906	0,47	0	0,065	0	0,43	0,035
Hiszpania	76,47851	0,045845	0,008596	0,000573	0,423496	0,515759	0,005731
Francja	40,0306	0	0,0078	7,36E-05	0,828477	0,154525	0,009124
Chorwacja	4,79103	0	0,139535	0,323256	0	0,534884	0,002326
Włochy	99,80197	0,00163	0,165761	0,158967	0	0,642391	0,03125
Holandia	63,97707	0	0,033904	0,858562	0,017979	0,078082	0,011473
Austria	9,65096	0	0,074565	0,090307	0	0,777133	0,057995
Rumunia	29,70912	0,1656	0,156944	0,332706	0,112909	0,229582	0,002258
Finlandia	19,61106	0,088643	0,003324	0	0,336842	0,557895	0,013296
Szwecja	9,11117	0,003805	0	0	0,489903	0,488733	0,017559
W. Brytania	152,69262	0,063128	0,381369	0,306248	0,152845	0,090182	0,006229

Źródło: Obliczenia własne.

Dane zawarte w tabeli 1 posłużyły do grupowania krajów pod względem podobieństwa struktury produkcji energii pierwotnej według źródeł oraz rocznej emisji gazów

cieplarnianych powstałych w wyniku spalania paliw w energetyce z zastosowaniem metody Warda. Na rys. 1 przedstawiono schemat grupowania.



Rys. 1. Grupowanie wybranych krajów EU-28 pod względem podobieństwa struktury produkcji energii pierwotnej według źródeł oraz rocznej emisji gazów cieplarnianych powstałych w wyniku spalania paliw w energetyce w 2014 r. z zastosowaniem metody Warda

Źródło: Obliczenia własne.

W 2014 roku największym podobieństwem struktury produkcji energii pierwotnej według źródeł oraz rocznej emisji gazów cieplarnianych powstałych w wyniku spalania paliw w energetyce charakteryzowały się grupy państw: Austria i Szwecja, Bułgaria i Rumunia oraz Dania i Estonia. Na poziomie wiązania 8,082829 najbardziej zbliżoną do Polski była Wielka Brytania. Metoda Warda umożliwiła wyodrębnienie siedmiu grup obiektów, w których umieszczone są kraje podobne ze względu na strukturę produkcji energii pierwotnej oraz emisji gazów cieplarnianych. Prezentuje je tabela 3.

Tabela 2

Wyniki grupowania krajów pod względem podobieństwa struktury produkcji energii pierwotnej według źródeł oraz rocznej emisji gazów cieplarnianych powstałych w wyniku spalania paliw w energetyce w 2014 r.

Grupy	I	II	III	IV	V	VI	VII
Państwa	Bułgaria, Rumunia, Francja	Dania, Estonia, Finlandia	Irlandia, Austria, Szwecja, Chorwacja	Polska, Wielka Brytania	Czechy, Holandia, Hiszpania	Włochy	Niemcy

Źródło: Obliczenia własne.

Kraje należące do pierwszej grupy charakteryzują się dużym udziałem energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych oraz energetyki jądrowej, w grupie drugiej i trzeciej znalazły się państwa z najniższą emisją. Grupa czwarta, w tym Polska, to kraje o wysokim poziomie emisji. Włochy z przewagą energetyki odnawialnej oraz Niemcy z najwyższą emisją

w badanej grupie państw znacznie różnią się od pozostałych. Odległość wiązań jest w tym przypadku największa.

Podsumowanie

W pracy dokonano analizy metodologii szacowania kosztów zewnętrznych produkcji energii pierwotnej. Oszacowanie kosztów zewnętrznych inwestycji energetycznych jest procesem złożonym. Celem pełnej analizy kosztów zewnętrznych konieczne jest dokładne oszacowanie kosztów szkody każdego zanieczyszczenia i potencjalnej katastrofy w całym cyklu paliwowym. Jednak niektóre szacunki są niemożliwe lub wykonywane z niewystarczającą precyzją. Brak międzynarodowych standardów dotyczących niektórych kosztów szkód utrudnia analizę i uniemożliwia porównywalność wyników.

W pracy porównano strukturę produkcji energii pierwotnej oraz roczną emisję gazów cieplarnianych powstałych w wyniku spalania paliw w przemyśle energetycznym w Polsce na tle wybranych krajów Unii Europejskiej. Wymienione zmienne stanowią determinanty kosztów inwestycji energetycznych. Stanowią również ważny element w procesie ochrony klimatu na szczeblu lokalnym w świetle zmieniających się realiów prawnych uwarunkowanych unijnymi celami środowiskowo-klimatycznymi. Podobieństwo struktury ze względu na produkcję energii pierwotnej według sektorów oraz emisję gazów cieplarnianych analizowano w 2014 r. Stwierdzono, że badane państwa różnią się od siebie znacznie pod względem analizowanych cech. Przekłada się to na różnice w stopniu realizacji założonych celów klimatycznych. Swój cel udziału OZE na 2020 r. zrealizowały w 2014 r.: Bułgaria, Czechy, Estonia, Chorwacja, Włochy, Rumunia, Finlandia i Szwecja. Blisko założonego celu były Dania i Austria, a najdalej Francja - 8,7%, Holandia -8,5%, Wielka Brytania -8% oraz Irlandia 7,4%. W przypadku Polski indywidualny cel OZE na 2020 r. to 15 %, a w 2014 r. poziom ten wyniósł 11,4%. Polska energetyka pod względem produkcji energii pierwotnej oraz emisji gazów cieplarnianych strukturalnie podobna jest do Wielkiej Brytanii. Zdecydowanie odbiega od struktury produkcji prezentowanej w innych analizowanych krajach EU-28.

Problem zmian klimatu ma charakter globalny i tylko wysiłek wszystkich krajów może przynieść wymierne korzyści w postaci ograniczenia emisji gazów cieplarnianych. Niestety działania na rzecz złagodzenia zmian klimatu są zbyt często indywidualnie warunkowane rozwojem państw, wśród których granice ich zaangażowania określa posiadany potencjał gospodarczy warunkujący skuteczność wdrożenia działań na rzecz zachowania globalnej równowagi klimatycznej.

Bibliografia

1. Bickel P., Friedrich, R., Eds. *ExternE Externalities of Energy Methodology 2005*; European Communities: Luxembourg, 2005.
2. Brandt J., Silver J.D., Christensen J.H., Andersen M.S., Bønløkke J.H., Sigsgaard T., Geels C., Gross A., Hansen A.B., Hansen K.M., Hedegaard G.B., Kaas E., Frohn L.M.: Contribution from the ten major emission sectors in Europe and Denmark to the health-cost externalities of air pollution using the EVA model system – an integrated modelling approach, „*Atmos. Chem. Phys.*”, 13, 2013, pp.7725-7746.
3. Bridges A, Felder FA, McKelvey K, Niyogi I. Uncertainty in energy planning: Estimating the health impacts of air pollution from fossil fuel electricity generation. „*Energy Res Soc Sci*”, 6, 2015, pp. 7-74.
4. Brode R.W., JieFuWang, *User's Guide for the Industrial Source Complex (ISC2) Dispersion Models. Volumes I-III*, US Environmental Protection Agency, Research Triangle Park, North Carolina 27711, 1992.
5. Butraw T., Krupnicki A., Sampson G., Isaac W., Chu J., Beasley B.; *The True Cost of Electric Power. An Inventory of Methodologies to Support Future Decision making in Comparing the Cost and Competitiveness of Electricity Generation Technologies*. RFF Raport, 2012.
6. Derwent R.G., Nodop K., Long-range Transport and Dispersion of Acid Nitrogen Species in North-west Europe, *Nature* 324, 1986.
7. Fouquet D. Policy instruments for renewable energy – from a European perspective. „*Renew Energy*”, 2013; 49, pp.15–8.
8. Georgakellos, D.A., Impact of a possible environmental externalities internalisation on energy prices: The case of the greenhouse gases from the Greek electricity sector. „*Energy Economics*”, 32(1), 2010, pp. 202-209.
9. Krewitt W., External costs of energy – do the answers match the question? Looking back at 10 years of ExternE. „*Energy Policy*”, 30(10), 2002, pp. 839-848.
10. Krewitt W., Heck T. Environmental damage costs from fossil electricity generation in Germany and Europe. „*Energy Policy*”, 1999, 27(3): 173.
11. Kudelko M.; *Koszty zewnętrzne produkcji energii elektrycznej z projektowanych elektrowni dla kompleksów złożowych węgla brunatnego Legnica i Gubin oraz sektora energetycznego w Polsce*. 2012.
12. Lee R., Krupnick A., *Estimating Externalities of Electric Fuel Cycles: Analytical Methods and Issues and Estimating Externalities of Coal Fuel Cycles*. Washington, DC: McGraw-Hill/Utility, Data Institute., 1995.
13. Leksell I., Rabl A., Air Pollution and Mortality: Quantification and Valuation of Years of Life Lost, „*Risk Journal*”, 2001.

14. Longo, A., Markandya, A., & Petrucci, M., The internalization of externalities in the production of electricity: Willingness to pay for the attributes of a policy for renewable energy. „Ecological Economics”, 67(1), 2008, pp.140-152.
15. Malina A., Multidimensional analysis of the spatial diversification of the Polish structure of the economy by voivodeships. Wydawnictwo Akademii Ekonomicznej w Krakowie, Kraków 2004.
16. Radovic U., Assessment of external costs of power generation in Poland, Part of the IAEA's Coordinated Research Project in „Estimating the external costs associated with electricity generating options in developing countries using simplified methodologies”, ARE S.A., Warsaw 2002.
17. Rafaj P., Kypreos S., Internalisation of external cost in the power generation sector: Analysis with Global Multi-regional MARKAL model. „Energy Policy” 35(2), 2007, pp. 828–843.
18. Rentizelas A.; Georgakellos D. Incorporating life cycle external cost in optimization of the electricity generation mix. „Energy Policy”, 2014, 65, pp.134–149.
19. Rowe R.D., C.M. Lang, L.G. Chestnut, D.A. Latimer, D.A. Rae, S.M. Bernow, D.E. White. New York State Environmental Externalities Cost Study. Oceana, NY: Empire State Electric Energy, 1995, Research Corporation.
20. Sundqvist T., Soderholm P., Valuing the Environmental Impacts of Electricity Generation: A Critical Survey. „Journal of Energy Literature” 8(2), 2002, pp. 3–41.
21. Sundqvist, T., What causes the disparity of electricity externality estimates?, „Energy Policy” 32(15), 2004, : 1753.
22. European Commission. 1995. Externalities of Energy: ExternE Project. For the Directorate General XII. Prepared by Metroeconomica, IER, Eyre Energy-Environment, ETSU, Ecole des Mines. Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities.
23. European Commission, 2003. External Costs Research Results on Socio-Environmental Damages Due to Electricity and Transport External Cost. Available.
24. National Resarch Council. 2010. Hidden Costs of Energy: Unpriced Consequences of Energy Production and Use. Washington, DC: The National Academies Press.
25. Ustawa z dnia 17 lipca 2009 r. o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji. Dz.U. z 2009 Nr. 130, poz. 1070, z późn. zm.