

Internalizacja kosztów zewnętrznych czyli ile naprawdę kosztuje energia

Autor: Jacek Malko

(„Wokół Energetyki” – październik 2004)

Zasadniczy dokument, konstytuujący europejski wewnętrzny rynek energii elektrycznej [1] zawiera znamienne, klauzulę: *Państwa członkowskie mogą wymagać, by operator systemu przy dysponowaniu jednostkami wytwórczymi udzielał priorytetu jednostkom wykorzystującym odnawialne zasoby energii lub odpady, lub wytwarzającym ciepło i energię elektryczną w skojarzeniu.*

Nader pojemne określenie *udzielenie priorytetu* oznacza, iż uregulowania narodowe mogą objąć pożądane (zwłaszcza ze względu na skutki dla środowiska) źródła energii elektrycznej różnorodnymi mechanizmami wspomaganiami. Polska ustawa — *Prawo energetyczne* [2] przyjmuje mechanizm obowiązkowego zakupu przez przedsiębiorstwa energetyczne, zajmujące się obrotem energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych i przyłączonych do sieci oraz wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła. Szczegółowe regulacje w tej materii zawarte są w rozporządzeniu ministra właściwego do spraw gospodarki i muszą być zgodne z innymi dyrektywami unijnymi w rodzaju dyrektywy o promowaniu źródeł odnawialnych [3], czy też tzw. dyrektywy kogeneracyjnej [4].

Tego typu regulacje, naruszające zasady konkurencyjnego rynku energii elektrycznej, są wyrazem obawy o stan środowiska, ulegającego degradacji na skutek antropogennych emisji, m.in. z obiektów energetycznych. Jakość środowiska, postrzegana powszechnie jako dobro publiczne, nakłada na państwo obowiązek chronienia tego dobra przez oddziaływanie bezpośrednie (standardy, nakazy i zakazy odnośnie do emisji i zrzutów), lub na drodze licencjonowania i monito-ringu. Znajduje to wyraz w legislacji, formułującej ograniczenia i formy ich egzekwowania. Odejście od reguł rynkowych coraz częściej jest skutkiem dążenia do bezpieczeństwa energetycznego, osiąganego również przez dywersyfikację paliw. Subsydia i zwolnienia podatkowe skutkują zniekształceniem optymalnej ekonomicznie struktury paliwowej, przez preferowanie zasobów droższych, lecz o mniejszym ryzyku zakłóceń dostaw.

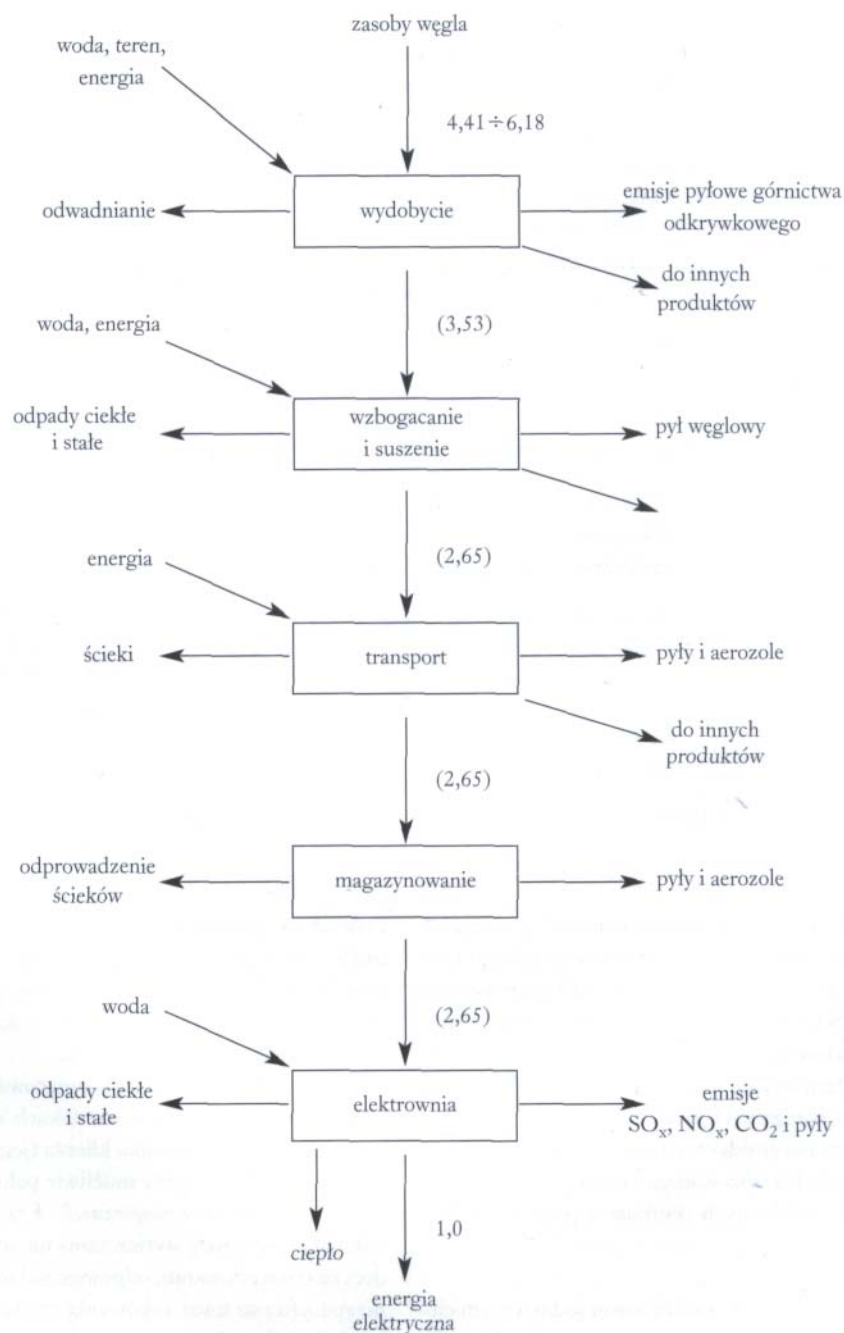
Koszty zewnętrzne

Powszechnie aprobowana definicja kosztów zewnętrznych określa je jako generowane przez niepożądane produkty uboczne działalności gospodarczej i niedotyczące stron, zaangażowanych w taką działalność oraz niepodlegających kompensacji. Takie zdefiniowanie dotyczy zatem kosztów, opisujących skutki dla środowiska (*environmental externalities*), jak i innych konsekwencji, na ogół o charakterze wyłącznie lokalnym. Najpoważniejsze konsekwencje odnoszą się jednak właśnie do środowiska, z pomijaną na ogół rolą kosztów niedotyczących fizyczno-biologicznego otoczenia procesów gospodarczych [5].

Tak więc — przykładowo biorąc — technologie produkcji energii elektrycznej mają szkodliwy wpływ zarówno na człowieka, jak i środowisko, a ponadto dodatkowe oddziaływania są związane z procesami pozyskiwania, przetwarzania i transportu paliw pierwotnych dla energetyki oraz z szeroko rozumianą gospodarką odpadami. Związane z tym koszty zewnętrzne nie są na ogół uwzględniane w kosztach paliwa lub energii elektrycznej.

Metodyka wyznaczania kosztów zewnętrznych opiera się na analizie cyklu życia (*Life cycle analysis* — LCA) rozważanych technologii, pokrewnej koncepcyjnie analizie ciągnionej strumieni materiałowych i energetycznych *od kołyski po-grób* (*from cradle to grave*),

towarzyszących rozpatrywanemu produktowi lub procesowi. Taka ocena umożliwia pełne porównanie, np. skutków dla środowiska, wynikających z wytwarzania produktów o tej samej funkcji, lecz różniących się użytym materiałem i technologią wytwarzania. Analiza LCA pozwala przykładowo ocenić wpływ na środowisko wybranej technologii wytwarzania energii elektrycznej przy wykorzystaniu określonej technologii, paliwa i w danej lokalizacji obejmując fazę pozyskiwania paliwa pierwotnego, jego przetwarzanie wstępne i transport, fazę budowy, eksploatację, magazynowanie/utyлизację odpadów oraz fazę likwidacji obiektu i rekultywację terenu. Ryc. 1. przedstawia przykładowo za [6] składniki cyklu paliwowego dla procesu wytwarzania energii elektrycznej z węgla.



Ryc. 1. Łańcuch paliwowy do produkcji jednostki energii elektrycznej z węgla

Tab. 1. Koszt tradycyjnych i odnawialnych technologii: wartości bieżące i oczekiwane tendencje

Źródło energii	Technologia	Koszt bieżący eurocenty/kWh	Oczekiwane tendencje po 2020 r. po osiągnięciu dojrzałości technologii eurocenty/kWh
węgiel	koszt wytwarzania, dostawa przez sieć przesyłową	3 ÷ 5	koszty inwestycyjne będą wolno obniżać się wraz z postępem technicznym, ale może to być kompensowane przez wzrost cen paliwa
gaz	koszt wytwarzania w cyklu gazowo-parowym	2 ÷ 4	
energia elektryczna wytwarzana z paliw kopalnych i dostarczana przez sieć przesyłową	* w podstawie wykresu obciążania	2 ÷ 3	
	* w szczycie	15 ÷ 25	
	* średnio	8 ÷ 10	
	* dostarczona odbiorcom rolniczym	25 ÷ 80	
paliwa rozszczepialne		4 ÷ 6	3–5
Słońce	procesy termodynamiczne (elektrownia ciepła) - roczna insolacja 2500 kWh/m ²	12 ÷ 18	4–10
Słońce	fotowoltaika, przyłączona do sieci przy rocznym wytwarzaniu energii (kWh) dla 1 kW mocy zainstalowanej		
	1000 kWh (W. Bryt.)	50–60	~ 8
	1500 kWh (Europa Płd)	30–50	~ 5
	2500 kWh (kraje podzwrotnikowe)	20–40	~ 4
geotermia	energia elektryczna	2–10	1–8
	ciepło	0,5–5,0	0,5–5,0
wiatr	lokalizacje lądowe	3–5	2–3
	lokalizacje szelfowe	6–10	2–5
morze	elektrownie pływowe (typ Rance)	12	12
	elektrownie wykorzystujące prądy morskie	8–15	8–15
	elektrownie wykorzystujące falowanie	8–20	5–7
biomasa	energia elektryczna	5–15	4–10
	ciepło	1–5	1–5
biopaliwa	etanol	3–9	2–4
woda	wielkie elektrownie wodne	2–8	2–8
	małe elektrownie wodne	4–10	3–10

Materiały źródłowe: ICCEPT [7] za A.D. Owenem [5]

Klasyczne podejście do oceny ekonomicznej elektrowni (mierzonej kosztem jednostki wytwarzanej energii) uwzględnia zdyskontowane koszty inwestycyjne, koszty paliwa oraz koszty eksploatacyjne. Pozwala to ocenić koszty *wewnętrzne*: tab. 1. porównuje za [7] bieżące i oczekiwane po roku 2020 koszty tradycyjnych i odnawialnych (OZE) technologii energetycznych. Jednak jest to ocena zasadniczo niepełna: wystarczy dokonać porównania jednostkowych emisji CO₂ (Mg/GWh) dla zbliżonego spektrum technologii generacji (tab. 2. [8]), aby upewnić się w przekonaniu o konieczności udoskonalenia narzędzia badań komparatywnych.

Metoda ścieżki oddziaływań. Schemat postępowania, prowadzącego do określenia zarówno zewnętrznych, jak i wewnętrznych szkód i korzyści przedstawiono za [9] na ryc. 2. Przedstawiona metodyka jest rezultatem europejskiego projektu Extreme E, realizowanego wspólnie z Departamentem Energii USA (US DOE) w latach 1999-2002 i stanowiącego podstawę do oceny kosztów przy podejściu *od dołu do góry* (*bottom up*). Punktem wyjścia analizy są dane, opisujące wartości emisji dla poszczególnych źródeł polutantów.

Wprowadzenie modeli dyspersji emisji oraz funkcji odpowiedzi w poszczególnych punktach analizowanego obszaru umożliwia dokonanie oceny ekonomicznych skutków w postaci kosztów zewnętrznych.

Ocena ilościowa fizykalnych skutków emisji jest istotnym elementem metodyki wyceny kosztów wewnętrznych cyklu paliwowego. Trudności wynikają tu zarówno z różnorodności czynników, generowanych przez cykl (odpady stałe, odpady ciekłe, emisje pyłowe i gazowe, ryzyko wypadków, lokalne narażenia na substancje szkodliwe, hałas, pola elektryczne i magnetyczne, skażenie termiczne otoczenia), jak i ze złożoności relacji przyczynowo-skutkowych.

Ryc. 3. ilustruje metodykę, opracowaną do uzyskania podstawowej informacji, jak w warunkach konkurencyjnego rynku przewidzieć zachowania klienta ($J^e g^\circ$ skłonność do zaakceptowania oferty), przy możliwie pełnej informacji o skutkach oddziaływań *zewnętrznych*. Przedstawione w tab. 1. wskaźnikowe koszty wytwarzania nie mogą być podstawą do decyzji o inwestowaniu, odpowiedzialnie traktujących zarówno specyficzne uwarunkowania rozważanej lokalizacji, jak i cechy możliwych do wykorzystania technologii wytwórczych. Przedstawione w [10] oszacowania zewnętrznych kosztów wytwarzania energii elektrycznej (traktowane jako wartość przeciętna dla obciążenia podstawowego w warunkach uśrednionych dla Europy) zawierają się dla nowych źródeł w przedziale od 2,37 eurocentów/kWh dla gazu do 7,27 eurocentów/kWh dla węgla jako paliwa pierwotnego. Nowsze wyniki, opublikowane w roku 2003 przez Komisję Europejską [1 1] rozszerzają *znacząco* zakres rozważanych technologii wytwórczych oraz uwzględniają specyfikę 15 krajów UE (tab. 3.)-Ogólnym wnioskiem z przedstawionych analiz jest znaczący udział kosztów zewnętrznych w kształtowaniu rzeczywistych kosztów wytwarzania energii elektrycznej oraz również znaczące zróżnicowanie tych kosztów w zależności od specyficznych uwarunkowań lokalnych.

Dalszy problem wynika z dynamiki procesów postępu technicznego, zmian cen paliw oraz ewolucji poglądów na temat możliwych antropogennych skutków ingerencji w środowisko. Podejmowane dziś decyzje inwestycyjne, np. w zakresie źródeł energii elektrycznej, przesądzają o strukturze mocy wytwórczych w horyzoncie najbliższego dwudziestolecia. *Jest oczywiste, iż do roku 2020 (...) wiele technologii wykorzystujących zasoby odnawialne stanie się mniej kosztownymi niż technologie gazowe i węglowe, gdy uwzględnić społeczne koszty wytwarzania energii elektrycznej. Takie porównanie me jest jednak wolne od wątpliwości, gdyż koszty zewnętrzne, związane zarówno z emisjami o charakterze lokalnym, jak i oddziaływującymi na globalne zmiany klimatu, będą się prawdopodobnie różnić znacząco od aktualnych ocen Komisji Europejskiej. W znacznej mierze zmiany te h f da zależne od sukcesu programów redukcji emisji gazów cieplarnianych...* [5],

I co z tego wynika?

Skupiając się na polonocentrycznym punkcie widzenia stwierdzić można, iż dotychczasowa cisza inwestycyjna w elektroenergetyce krajowej musi dobiec kresu. Konieczność poważnych inwestycji w wielkich scentralizowanych źródłach i pojawienie się nowej klasy wytwórców rozproszonych, zmuszają do podjęcia przerwanych studiów w zakresie optymalizacji podsektora wytwórczego w nowym kontekście integracji z UE. Niewątpliwie istotnym elementem takich analiz stanie się naszkicowana metodologia oceny kosztów zewnętrznych, zmierzająca do obiektywizacji oceny pełnych skutków działań po stronie podażowej bilansu energii elektrycznej.

Tab. 2. Emisja CO₂ dla różnych technologii wytwarzania energii elektrycznej

Technologia	Emisje CO ₂ (Mg/GWh)			
	Wydobycie paliwa	Budowa	Eksploatacja	Razem
kocioł z palnikami pyłowymi (węgiel)	1	1	962	964
AFBC	1	1	961	963
IGCC	1	1	748	751
kocioł z palnikami olejowymi	–	–	726	726
kocioł gazowy	–	–	484	484
OTEC	N/A	4	300	304
geotermia	<2	1	56	57
mała elektrownia wodna	N/A	10	N/A	10
elektrownia jądrowa	~2	1	5	8
elektrownia wiatrowa	N/A	7	N/A	7
fotowoltaika	N/A	5	N/A	5
wielka elektrownia wodna	N/A	4	N/A	4
elektrownia słoneczna	N/A	3	N/A	3
drewno (SH)	-1 509	3	1 346	-160

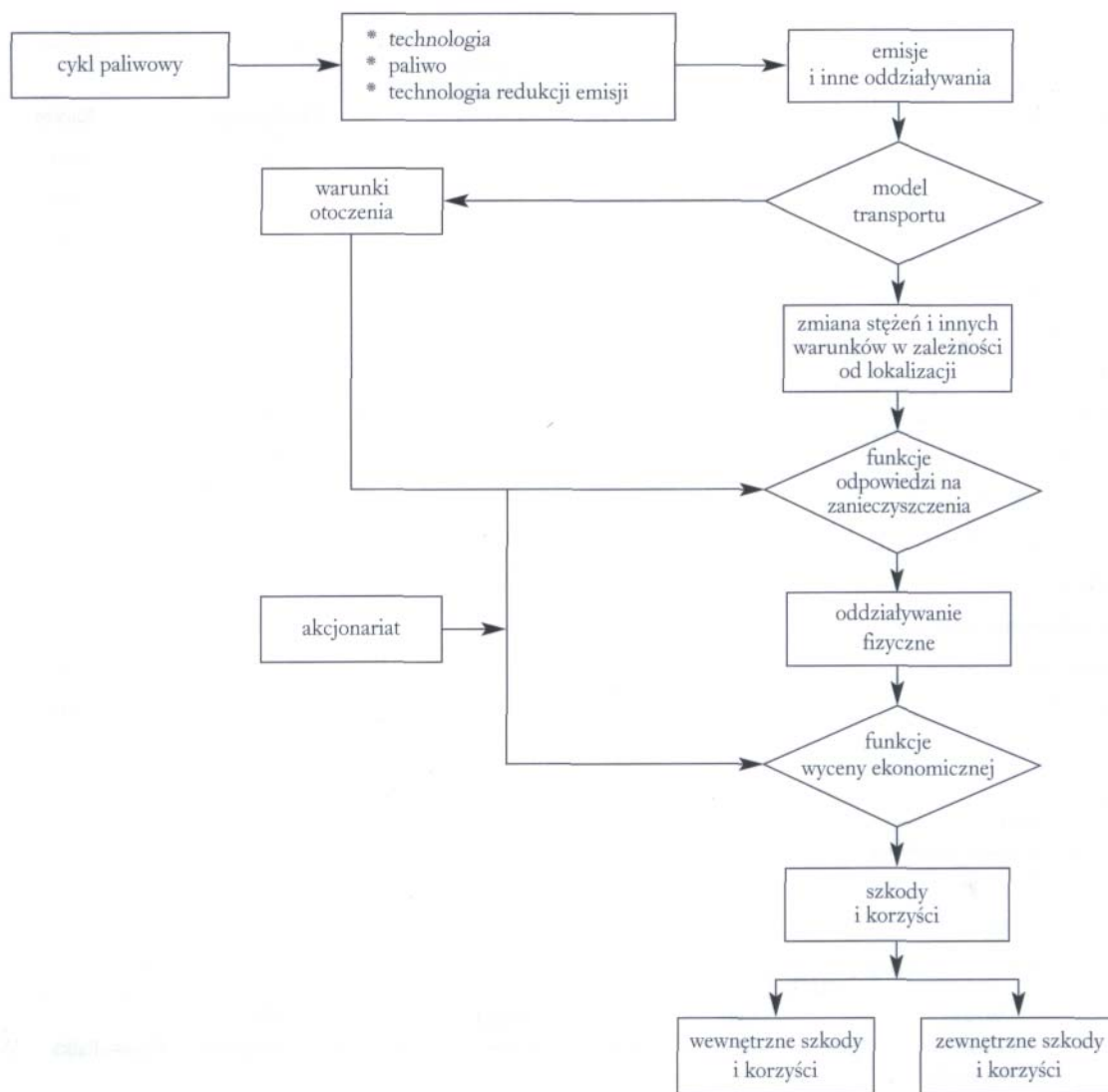
Materiały źródłowe: IEA/OECD [8]

Legenda:
 AFBC – kocioł z atmosferycznym złożem fluidalnym
 IGCC – obieg gazowo-pirowy z gazyfikacją węgla
 N/A – nie dotyczy
 OTEC – termiczna konwersja różnic temperatur wód oceanicznych
 SH – plantacje energetyczne

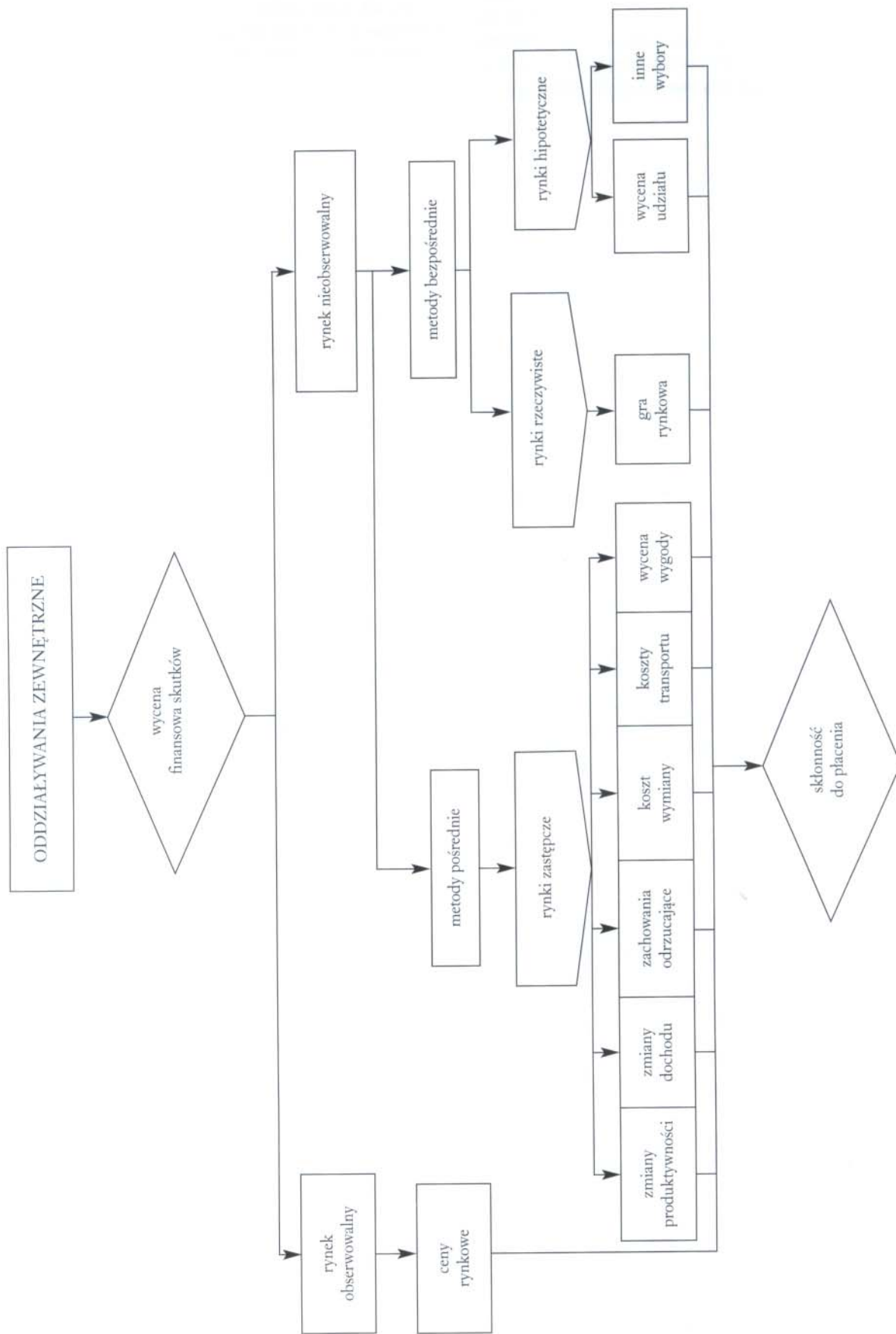
Tab. 3. Koszty zewnętrzne wytwarzania energii elektrycznej w UE (eurocenty/kWh)

Kraj	Węgiel kamienny i brunatny	Torf	Olej opałowy	Gaz	Energia jądrowa	Biomasa	Hydro-energetyka	Fotowoltaika	Wiatr
Austria				1–3		2–3	0,1		
Belgia	4–15			1–2	0,5				
Niemcy	3–6		5–8	1–2	0,2	3		0,6	0,05
Dania	4–7			2–3		1			0,1
Hiszpania	5–8			1–2		3–5			0,2
Finlandia	2–4	2–5				1			
Francja	7–10		8–11	2–4	0,3	1	1		
Grecja	5–8		3–5	1		0–0,8	1		0,25
Irlandia	6–8	3–4							
Włochy			3–6	2–3			0,3		
Holandia	3–4			1–2	0,7	0,5			
Norwegia				1–2		0,2	0,2		0–0,25
Portugalia	4–7			1–2		1–2	0,03		
Szwecja	2–4					0,3	0–0,7		
W. Brytania	4–7		3–5	1–2	0,25	1			0,15
Zakres dla UE	2–15	2–5	3–11	1–4	0,2–0,7	0,5	0–1	0,6	0–0,25

Materiały źródłowe: Komisja Europejska (2003) [11]



Ryc. 2. Metoda ścieżki oddziaływań
 Materiały źródłowe: Sundquist i Söderholm [9]



Ryc. 3. Metoda wartościowania kosztów zewnętrznych
 Materiały źródłowe: Sundquist i Soderholm [9]

Piśmiennictwo

1. Directive 2003/54/EC of 26 June 2003 concerning common rules for the internal market in electricity. OJ. of the E.U.L 176/37 of 15.7.2003.
2. Ustawa z 10 kwietnia 1997 r. *Prawo energetyczne*. DzU z 2003 r. nr 155, nr 203 oraz 2004 nr 4.
3. Directive 2001/77/EC (...) on the promotion of electricity produced from renewable energy sources. OJ. of the E.U.L 283/33 of 27.10.2001.
4. Directive 2004/8/EC (...) on promotion of cogeneration based on useful heat demand... O. J. of the E.U.L 52 of 11 Febr. 2004.
5. Owen AD. *Enmronmental Externalities, Market Distortions and the Economics of Renewable Energy Technologies*. The Energy Journal Vol. 25 Nr 3/2004.
6. Sorensen B. *Renewable Energy: Its Physics, Engineering, Enmronmental Impacts, Economics and Planning*. Academic Press, London 2000.
7. *Imperial College Centrefor Energy Policy and Technology: Assessment of Technological Options to Address Climate Change*. Report, London, Dec. 2002.
8. *International Energy Agency: En-uironmental Emissions from Energy Technology Systems: the Total Fuel Cycle*. Proc Expert Semin IEA/OECD, Paris 1989.
9. SundcjUist T, Söderholm P. *Valmngofthe Environmental Impacts of Electricity Generation*. J of Energy Liter VIII (2), 2002.
10. Rabl A, Spandaro JV. *Public Health Impact ofAir Pollution and Implicationsfor the Energy System*. Ann Rev of Energy and Environment 25/2000.
11. *European Commission: External Costs: Research Results on Socio--En-uironmental Damages Due Electricity and Transport*. Brussels 2003.