
**„Koszty zewnętrzne produkcji energii elektrycznej
z projektowanych elektrowni dla kompleksów złożowych
węglu brunatnego Legnica i Gubin oraz sektora
energetycznego w Polsce”**

dr hab. inż. Mariusz Kudełko, prof. nadzw. AGH

Kraków, październik 2012

Spis treści

Skróty	2
Streszczenie	3
Wstęp	4
1. Ogólna charakterystyka metodyki szacowania kosztów zewnętrznych	5
1.1 Definicja kosztów zewnętrznych technologii energetycznych	5
1.2 Metodyka ExternE	5
1.2.1 Rozprzestrzenianie zanieczyszczeń.....	7
1.2.2 Wzrost koncentracji zanieczyszczeń - funkcje dawka-skutek.....	9
1.2.3 Wycena monetarna	12
1.3 Metodyka i założenia wyceny monetarnej kosztów zewnętrznych powodowanych przez elektrownie wykorzystujące złoża węgla brunatnego Legnica i Gubin.....	15
1.3.1 Plany rozwoju wydobycia węgla brunatnego i budowy elektrowni dla kompleksów złożowych Legnica i Gubin	15
1.3.2 Metodyka wyceny kosztów zewnętrznych	16
2. Szacunek kosztów zewnętrznych powodowanych przez elektrownie kompleksów złożowych Legnica i Gubin.....	24
2.1 Wyniki modelu EcoSenseWeb V 1.3	24
2.2 Dyskusja wyników	28
3. Szacunek kosztów zewnętrznych powodowanych przez krajowy sektor energetyczny	30
Wnioski i rekomendacje	35
Literatura	36

BAT – Best Available Technology

CCS – Carbon Capture and Storage

ExternE – External Costs of Energy

ISC – Industrial Source Complex Model

LCA – Life Cycle Assessment

NEEDS – New Energy Externalities Development for Sustainability

NewExt – New Elements for the Assessment of External Costs from Energy Technologies

OZE – Odnawialne Źródła Energii

PC – Pulverized Coal

PDF – Potential Disappeared Fraction

SRM – The Source-Receptor Ozone Model

VOLY - Value of Life Year

VSL – Value of Statistical Life

WTA – Willingness to Accept

WTM – Wind Trajectory Model

WTP – Willingness to Pay

YOLL – Years of Life Lost

Raport przedstawia autorski szacunek kosztów zewnętrznych projektowanych elektrowni dla kompleksów złożowych węgla brunatnego Legnica i Gubin oraz sektora energetycznego w Polsce.

Na wstępie dokonano ogólnej charakterystyki metodyki szacowania kosztów zewnętrznych. Podano definicję kosztów zewnętrznych technologii energetycznych i opisano metodykę ExternE, powszechnie wykorzystywaną w szacowaniu kosztów zewnętrznych technologii energetycznych. Metodyka ogranicza się do szacunku kosztów powodowanych przez emisję zanieczyszczeń gazowych w takich kategoriach oddziaływania, jak: zdrowie ludzkie, materiały, uprawy rolne, bioróżnorodność oraz zmiana charakteru użytkowania powierzchni ziemi. Opisano poszczególne etapy metodyki, zwracając uwagę na sposób i ujęcie rozprzestrzeniania zanieczyszczeń gazowych (w skali lokalnej i regionalnej), funkcje dawka-skutków, określające matematyczną zależność pomiędzy zwiększoną koncentracją zanieczyszczeń i fizycznymi ich skutkami oraz scharakteryzowano sposób monetarnej wyceny tych skutków.

W kolejnej części pracy przedstawiono metodykę i założenia wyceny kosztów zewnętrznych powodowanych przez projektowane elektrownie dla złóż Legnica i Gubin. Na wstępie opisano plany rozwoju wydobycia węgla brunatnego i budowy elektrowni dla kompleksów złożowych Legnica i Gubin, w tym założenia techniczne dla dwóch wariantów budowy elektrowni, będące podstawą empirycznej części ekspertyzy. Przeprowadzono obliczenia za pomocą modelu EcoSenseWeb V 1.3 dla wytypowanych elektrowni oraz, za wynikami projektu NEEDS, oszacowano koszty zewnętrzne w oparciu o istniejące wyliczenia dla tzw. referencyjnych technologii energetycznych. Obliczenia przeprowadzono dla 2 typów elektrowni: konwencjonalnej PC (w 2 wariantach emisyjnych) oraz typu oxy-fuel (referencyjnej z projektu NEEDS). Dla każdej z nich przyjęto odpowiednie parametry techniczno-emisyjne wymagane przez model.

Następnie przedstawiono wyniki modelu i porównano je z wynikami projektu NEEDS dla technologii referencyjnych. Szacunki kosztów zewnętrznych dla wspomnianych kategorii oddziaływań dokonano w ujęciu całkowitym (mln Euro) i jednostkowym (cEuro/kWh). Wskazano, że najważniejszym elementem kosztów zewnętrznych są koszty zdrowotne (powyżej 50% wszystkich kosztów zewnętrznych – dla obecnej struktury wytwarzania energii elektrycznej w Polsce), przedstawiając ich wysokość i strukturę. Podkreślono, że rodzaj zastosowanej technologii energetycznej warunkuje zakres niekorzystnych efektów związanych z emisją zanieczyszczeń. Zgodnie z wynikami przeprowadzonych analiz, funkcjonowanie dwu elektrowni tradycyjnych PC, każda o mocy 4600 MW (bez instalacji CCS, spełniających standardy emisyjne obowiązujące po 2015 roku granicach norm), które powstałyby w związku z rozpoczęciem eksploatacji złóż węgla brunatnego Legnica oraz Lubin, generowałyby koszty zewnętrzne na poziomie około 9,9 mld zł/rok. Z czego koszty ściśle związane z utratą zdrowia lub życia ludzi to ponad 4,5 mld zł/rok, czyli więcej niż wynosi roczny budżet Ministerstwa Zdrowia.

Raport kończy szacunek kosztów zewnętrznych powodowanych przez krajowy sektor energetyczny. Wykorzystano tutaj wcześniejsze badania autora przeprowadzone dla 9 największych elektrowni w Polsce. Posłużyły one do wyliczenia jednostkowych kosztów zewnętrznych powodowanych przez poszczególne rodzaje zanieczyszczeń gazowych. Wykorzystując dane emisyjne krajowego sektora energetycznego za 2010 rok obliczono łączną wysokość negatywnych skutków związanych z jego funkcjonowaniem. Biorąc pod uwagę szkodliwość poszczególnych rodzajów zanieczyszczeń gazowych, wyliczono koszty zewnętrzne powodowane przez cały krajowy sektor energetyczny (elektrownie i elektrociepłownie zawodowe), które wynoszą około 30 mld zł/rok, co stanowi około 2.1% krajowego PKB z 2010 roku. Jest to połowa przyszłorocznego budżetu Narodowego Funduszu Zdrowia, a zarazem kwota wyższa od tej, którą Fundusz zamierza przeznaczyć na leczenie szpitalne w Polsce w całym 2013 roku.

Celem niniejszej ekspertyzy jest przeprowadzenie szacunku kosztów zewnętrznych dla projektowanych elektrowni dla kompleksów złożowych węgla brunatnego Legnica i Gubin oraz sektora energetycznego w Polsce. Rachunek ten zmierza do skwantyfikowania niekorzystnych efektów zewnętrznych powodowanych przez emisję najważniejszych zanieczyszczeń gazowych, takich jak SO_2 , NO_x , pyły i CO_2 , pochodzących z energetycznego spalania paliw.

Złoże Legnica znajduje się w tzw. Rejonie Zachodnim, gdzie zalegają największe zasoby węgla brunatnego w Polsce na obszarze Legnica–Ścinawa–Głogów. Zasoby geologiczne złoża Legnica to 3154 mln Mg, z czego zasoby przemysłowe wynoszą 2483 mln Mg. Złoże Gubin zlokalizowane jest w Regionie Lubuskim i posiada zasoby geologiczne w wielkości 952 mln Mg, z czego zasoby przemysłowe stanowią 771 mln Mg. Wymienione kompleksy cechują się zbliżonymi parametrami geologiczno-górnictwymi. Dla obu kompleksów opracowano wielowariantowe scenariusze udostępnienia zasobów przy zbliżonym docelowym wydobyciu 24 mln Mg rocznie.

W pracy wykorzystano metodykę ExternE, stworzoną w trakcie realizacji kilku projektów europejskich, takich jak ExternE-POL, NewExt, NEEDS. Jest to w zasadzie jedyna tak kompleksowa metodyka, i choć niepełna, to w większości przypadków akceptowalna przez naukowców. Choć nie bierze pod uwagę niekorzystnych efektów związanych m.in. z oddziaływaniem na glebę i wody, hałasem czy widocznością (visual effects), niemniej jednak kwantyfikuje najbardziej szkodliwą kategorię oddziaływania, jaką są emisje zanieczyszczeń gazowych, i to na całym etapie łańcucha produkcyjnego, tj. od budowy, poprzez eksploatację, aż do likwidacji elektrowni (metodyka LCA).

Należy podkreślić, że sporządzony rachunek kosztów zewnętrznych przedstawia jedynie negatywną stronę związaną z zużyciem węgla brunatnego z planowanych kompleksów złożowych Legnica i Gubin, i to tylko w niepełnym wymiarze, nie uwzględniającym samej eksploatacji węgla, w tym szczególnie metodą odkrywkową, która zwykle wiąże się ze znacznym przekształceniem lub zniszczeniem dużych powierzchni, zarówno rolniczych, leśnych, jak i obszarów zabudowanych. Z drugiej strony, w ekspertyzie nie badano ewentualnych korzyści dla właściciela (prywatnego lub państwowego) - i pośrednio dla zatrudnionych - z funkcjonowania planowanego kompleksu kopalń i elektrowni. Korzyści te, w postaci potencjalnych zysków i dochodów uzyskiwanych ponad te, które byłyby dostępne z alternatywnych projektów, należy zaliczyć po stronie pozytywów projektu. Zazwyczaj jednak pomijane w rachunku są koszty społeczne generowane w trakcie realizacji tego rodzaju inwestycji. Pełny rachunek, w literaturze ekonomicznej zwany analizą kosztów i korzyści, stanowiłby wystarczającą podstawę metodyczną do podjęcia racjonalnej, uzasadnionej ekonomicznie decyzji inwestycyjnej. Niniejsza ekspertyza częściowo wypełnia tę lukę, skupiając uwagę na nieuwzględnianych dotychczas kosztach społecznych (w tym zdrowotnych i ekologicznych).

1. Ogólna charakterystyka metodyki szacowania kosztów zewnętrznych

1.1 Definicja kosztów zewnętrznych technologii energetycznych

W trakcie procesu produkcji energii elektrycznej elektrownia emituje zanieczyszczenia, które wywołują niekorzystne skutki uboczne. Te niekorzystne zjawiska powodują wymierne skutki ekonomiczne. W przypadku braku regulacji środowiskowych przedsiębiorstwo nie ma ekonomicznej zachęty, aby powyższe szkody eliminować. W rezultacie szkody te, w postaci tak zwanych „efektów zewnętrznych”, nie są brane pod uwagę w jego decyzjach produkcyjnych. Konwersja tych niekorzystnych efektów zewnętrznych na jednostki monetarne pozwala wyliczyć wysokość kosztów zewnętrznych. Koszty te z reguły nie są uwzględnione w rachunku ekonomicznym przedsiębiorstwa, przez co powstają tzw. nieefektywności alokacyjne (nadmierna konsumpcja dóbr i usług, których produkcja powoduje zanieczyszczenia środowiskowe i niekorzystne efekty zewnętrzne).

Ogólna definicja kosztów zewnętrznych technologii energetycznych odnosi się do wszystkich negatywnych efektów związanych z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepłej, na wszystkich etapach technicznego procesu, jakimi są: budowa i likwidacja elektrowni, wydobywanie i transport surowców energetycznych oraz emisja zanieczyszczeń w trakcie produkcji energii elektrycznej (Friedrich i in. 1993).

Szacowanie kosztów zewnętrznych nie jest celem samym w sobie. Znaczenie tego typu badań polega na wykorzystaniu wyników w podejmowaniu przez pojedyncze podmioty produkcyjne, konsumentów oraz rząd odpowiednich decyzji inwestycyjnych, konsumpcyjnych oraz regulacji prawnych. Przykładowo, istotny dla inwestora, ale także dla społeczeństwa, jest wybór odpowiedniej technologii energetycznej i lokalizacji elektrowni. W tym celu powinien zostać przeprowadzony szczegółowy rachunek ekonomiczny oparty na pełnym koszcie społecznym alternatywnych opcji inwestycyjnych. Kryterium wyboru powinno być oparte na minimalizacji kosztów społecznych, w skład których wchodzić tzw. koszty prywatne (inwestycyjne i produkcyjne) oraz koszty zewnętrzne związane z realizacją danego przedsięwzięcia.

Jednak podstawowym obszarem zastosowania wyników badań w zakresie szacowania kosztów zewnętrznych jest analiza kosztów i korzyści (cost-benefit analysis). Przeprowadzana jest zwykle w odniesieniu do tzw. dóbr publicznych, jednak jej obszar zastosowania rozciąga się także na problematykę ochrony środowiska. Analiza kosztów i korzyści znajduje zastosowanie w wyznaczaniu celów środowiskowych oraz wyborze środków (instrumentów) polityki ekologicznej, zmierzających do zmniejszenia niekorzystnego oddziaływania człowieka na środowisko.

1.2 Metodyka ExternE

Jedną z najbardziej kompleksowych prób szacunku kosztów zewnętrznych powodowanych przez punktowe źródła zanieczyszczeń, w tym przede wszystkim elektrownie, zrealizowano w ramach europejskich projektów ExternE-POL, NewExt i NEEDS. Metodyka zmierza do uwzględnienia jak najszerszego spektrum niekorzystnych efektów zewnętrznych powodowanych na etapie produkcji i transportu paliw energetycznych i ich energetycznego zużycia.

Koszty zewnętrzne powodowane emisją zanieczyszczeń gazowych, powstających w trakcie produkcji energii, są, na obecnym etapie badań, szacowane dla takich kategorii oddziaływania, jak: zdrowie ludzkie, materiały, uprawy rolne, bioróżnorodność oraz zmiana charakteru użytkowania powierzchni ziemi. Wpływ poszczególnych polutantów na rodzaj ponoszonych strat przedstawiono w tabeli 1.

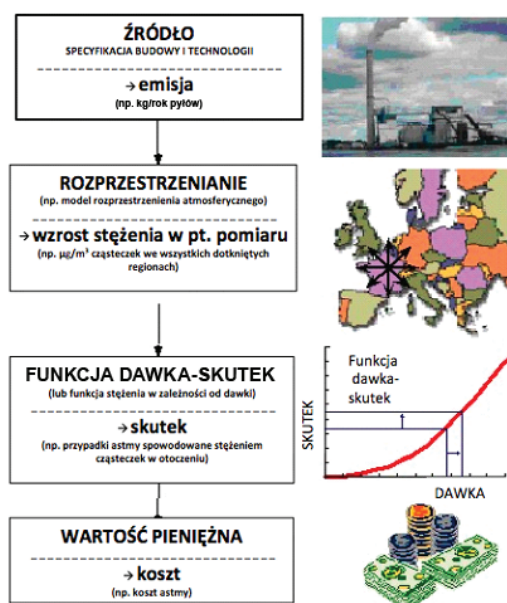
Tabela 1. Niekorzystne efekty zewnętrzne związane z emisją zanieczyszczeń gazowych

Obszar oddziaływania	Polutant	Efekt zewnętrzny
Zdrowie ludzkie	PM, SO ₂ , NO _x , O ₃ , NH ₃ , NMVOC, Cd, As, Ni, Pb, Hg, Cr, dioksyny	zmniejszenie długości życia ludzkiego, leczenie szpitalne związane z chorobami sercowo-naczyniowymi, układu oddechowego itd.
Szkody materiałowe	SO ₂ , NO _x	korozja metali, niszczenie elewacji budynków, ubytki materiałów itp.
Szkody w zbiorach	SO ₂ , NO _x	zmniejszenie produktywności plonów rolnych, straty leśne, konieczność zwiększenia azotowania gleb
Utrata bioróżnorodności	NH ₃ , SO ₂ , NO _x , NMVOC	zachwianie równowagi biologicznej
Globalne ocieplenie	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O	zagrożenie życia, powodzie, straty w rolnictwie, turystyce itp.

Źródło: ExternE – Externalities of Energy 2005

Standardowa procedura wykorzystywana w badaniach kosztów zewnętrznych, w tym także w metodyce ExternE, obejmuje następujące etapy (rys. 1):

- **emisja** (*emission*): szacunek wielkości emisji zanieczyszczeń emitowanych przez dane źródło; zależy od zastosowanej technologii energetycznej i typu paliwa, wyrażana najczęściej w jednostkach fizycznej emisji przypadającej na jednostkę produkcji energii (np. kg NO_x/GWh),
- **rozprzestrzenianie** (*dispersion*): oszacowanie zmian odpowiednich miar jakości środowiska jako funkcji emisji; np. poprzez wzrost koncentracji emisji na pewnym obszarze (wyrażony w g/m³),
- **wpływ** (*impact*): oszacowanie fizycznych efektów zmian jakości środowiska dla poszczególnych rodzajów oddziaływań (np. zdrowia - jako liczba przypadków astmy u dzieci itp.); wykorzystywane są w tym celu tzw. funkcje „dawka-skutek” (dose-response functions),
- **koszt** (*cost*): zastosowanie jednostkowych miar do przekształcenia fizycznych efektów w monetarną wartość kosztów zewnętrznych (np. koszt leczenia astmy).



Rys. 1. Procedura szacowania kosztów zewnętrznych powodowanych przez punktowe źródła emisji zanieczyszczeń gazowych

Źródło: EcoSenseWeb V 1.3 2008

Emisja

Niekorzystny wpływ emisji zanieczyszczeń pochodzących z emitora zależy od jego położenia geograficznego, wysokości komina oraz koncentracji zanieczyszczeń w środowisku. W szczególności dla określenia fizycznych i ekonomicznych skutków rozprzestrzeniania się zanieczyszczeń niezbędne są techniczne, emisyjne i geograficzne dane charakteryzujące badany obiekt energetyczny. Wymagane dane to:

- produkcja energii elektrycznej brutto [MWh],
- czas pracy elektrowni z pełnym obciążeniem [h],
- wskaźniki emisji SO₂, NO_x i pyłów [mg/Nm³],
- wysokość komina [m],
- średnica komina [m],
- natężenie wypływu gazów spalinowych [Nm³/h],
- temperatura gazów spalinowych [K],
- położenie elektrowni [m npm, szerokość i długość geograficzna].

1.2.1 Rozprzestrzenianie zanieczyszczeń

Zanieczyszczenia powietrza, transportowane przez wiatr, osiadają na powierzchni ziemi poprzez tzw. suchą i mokrą depozycję (opadanie). Część pierwotnych zanieczyszczeń, emitowanych przez źródło, bierze udział w reakcjach chemicznych w atmosferze, tworząc tzw. zanieczyszczenia wtórne, np. w postaci kwasu siarkowego czy ozonu. Z kolei gazy cieplarniane, takie jak CO₂, CH₄ i N₂O, pozostają w atmosferze na tyle długo, że mogą rozprzestrzeniać się w sposób w miarę równomierny po całym globie.

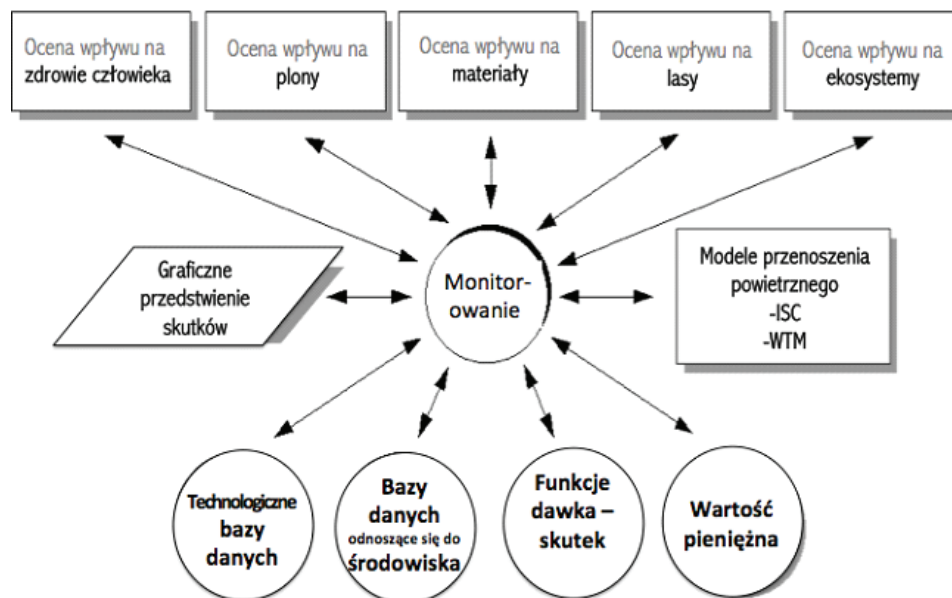
Proces transportowania zanieczyszczeń modelowany jest w zależności od typu zanieczyszczenia, tj. jego chemicznej charakterystyki i procesu atmosferycznego odpowiedzialnego za jego tworzenie. Inaczej określany jest sposób rozprzestrzeniania zanieczyszczeń pierwotnych, emitowanych bezpośrednio przez komin, a inaczej wtórnych - poprzez suchą i mokrą depozycję oraz utleniaczy fotochemicznych¹. W przypadku zanieczyszczeń pierwotnych ich rozprzestrzenianie można szacować w oparciu o model Gaussa (Brode i in. 1992). Zakłada on, że emisja z punkowego źródła jest transportowana przez wiatr jako linia prosta, mieszając się jednocześnie z powietrzem w poziomie i pionie, powodując koncentrację zanieczyszczeń na podstawie rozkładu normalnego (Gaussa). Zakres stosowania tego modelu wynosi około 100 km od źródła. W badaniach stwierdzono, że w odległości do 1000 km od źródła rejestrowanych jest około 80% zniszczeń związanych z emisją NO_x, SO₂ i pyłów. Dlatego bardzo ważne jest odpowiednie odwzorowanie transportu zanieczyszczeń w skali regionalnej. Służy do tego bardziej złożony od poprzedniego model Langrange'a (Derwent i in. 1986). Opisuje on sposób transportu zanieczyszczeń, reakcje chemiczne zachodzące w atmosferze oraz mokrą i suchą depozycję.

Model EcoSense (i jego najnowsza wersja EcoSenseWeb V 1.3), stworzony w ramach projektów ExternE i NEEDS przez Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung Uniwersytetu w Stuttgarcie, jest podstawowym narzędziem wykorzystywanym do modelowania rozprzestrzeniania zanieczyszczeń gazowych w skali lokalnej i regionalnej oraz szacunku kosztów zewnętrznych powodowanych przez punkowe źródła zanieczyszczeń gazowych.

¹ Formowane są w reakcjach chemicznych z węglowodorów i tlenków azotu w obecności słońca, np. ozon.

Na poniższym rysunku przedstawiono strukturę modelu EcoSense. Głównymi modułami modelu są:

- system baz danych,
- modele rozprzestrzeniania zanieczyszczeń,
- moduł oceny skutków oddziaływania zanieczyszczeń,
- moduły wartościowania szkód i prezentacji wyników.



Rys. 2. Struktura modelu EcoSense

Źródło: EcoSenseWeb V 1.3 2008

Model EcoSense zawiera bazę danych charakteryzującą poszczególne jednostki administracyjne (tzw. NUT-s) krajów europejskich oraz dane meteorologiczne. Dane te obejmują takie informacje, jak: koncentracja tła, wielkość populacji, powierzchnia, produkcja roślin uprawnych, ilość i rodzaj materiałów budowlanych, powierzchnia lasów. Dane meteorologiczne oparto na systemie koordynat EUROGRID, które charakteryzują poszczególne kraje europejskie (prędkość wiatru, kierunek i wilgotność).

Do modelowania transportu zanieczyszczeń pierwotnych i wtórnych wykorzystywane są trzy modele rozprzestrzeniania zanieczyszczeń:

- **ISC** (*Industrial Source Complex Model*) - do modelowania rozprzestrzeniania zanieczyszczeń pierwotnych (SO_2 , NO_x i cząstek stałych PM) w skali lokalnej (sieć 10x10 km, zasięg do 50 km od źródła emisji); model został stworzony przez Agencję Ochrony Środowiska w USA.
- **WTM** (*Wind Trajectory Model*) - do modelowania rozprzestrzeniania zanieczyszczeń pierwotnych i wtórnych (azotany, siarczany) w skali regionalnej (sieć 50x50 km, zasięg powyżej 50 km od źródła emisji); model stworzony przez Harwell Laboratory.
- **SROM** (*The Source-Receptor Ozone Model*), który bazując na rocznych emisjach NO_x i NMVOC oblicza roczną średnią koncentrację ozonu (O_3) (sieć 150x150 km).

W skali lokalnej (model ISC) szacowanie koncentracji zanieczyszczeń ściśle zależy od stopnia i charakteru ich pionowego wymieszania w dolnych warstwach atmosfery. Zależy to z kolei od tzw. stabilności atmosferycznej oraz istnienia i wysokości tzw. warstwy inwersji. Dokładność wyników zależy od jakości danych o lokalnych warunkach meteorologicznych, takich jak kierunek i siła wiatru, klasy stabilności, temperatura itd. W skali regionalnej (model WTM) przyjmuje się, że zanieczyszczenia zostały już wymieszane w warstwach atmosfery.

1.2.2 Wzrost koncentracji zanieczyszczeń – funkcje dawka-skutek

Modele rozprzestrzeniania zanieczyszczeń dostarczają niezbędnych danych o wzroście koncentracji zanieczyszczeń w miejscach depozycji. Dane te wykorzystywane są w tzw. funkcjach dawka-skutek (dose-response functions), które opisują relacje pomiędzy zwiększoną wielkością koncentracji i fizycznymi skutkami (np. w postaci zwiększonej ilości zachorowań).

Funkcje dawka-skutek określone zostały na podstawie licznych, długoletnich badań epidemiologicznych, laboratoryjnych i doświadczalnych. Na obecnym etapie najbardziej rozpoznane są zależności funkcyjne wpływu emisji zanieczyszczeń na zdrowie ludzkie, niszczenie materiałów budowlanych, budynków oraz plony rolnicze. Najnowsze badania koncentrowały się na określeniu negatywnych skutków związanych z biodegradacją naturalnych ekosystemów.

Dysponując wynikami wzrostu koncentracji zanieczyszczeń emitowanych przez dany obiekt energetyczny (w skali lokalnej oraz regionalnej) oraz wykorzystując funkcje dawka-skutek określa się rozmiary ich fizycznych skutków. Skutki te mierzone są w jednostkach naturalnych, a więc np. w postaci ilości dodatkowych zgonów ludzkich lub przypadków zachorowań na określony typ choroby, zmniejszenia plonów rolnych, dodatkowych remontów budynków itp. Przykładowo, efekt zdrowotny związany ze zwiększoną śmiertelnością ludzi jest wyrażony jako skumulowana redukcja oczekiwanej długości życia, tzw. YOLL (years of life lost – czyli liczba utraconych lat życia).

Skutki zdrowotne

Najważniejszym w metodyce ExternE jest szacunek skutków zdrowotnych. Największa trudność polega na przypisaniu konkretnych skutków do poszczególnych rodzajów zanieczyszczeń. W grę wchodzi także ich synergiczny, a nie jednostkowy wpływ na organizm ludzki. Skutki te odnoszą się zarówno do zwiększonej zachorowalności, jak i przedwczesnej umieralności, przy czym pojawiać się mogą w sposób nagły lub długotrwały (chroniczny). W tabeli 2 przedstawiono typowe skutki zdrowotne powodowane przez poszczególne rodzaje zanieczyszczeń.

Tabela 2. Efekty zdrowotne powodowane przez emisję zanieczyszczeń

Zanieczyszczenia pierwotne	Zanieczyszczenia wtórne	Skutek
Pyły (PM ₁₀ , PM _{2.5})		zwiększona śmiertelność (zawał serca), zwiększona zachorowalność na choroby płuc (np. zapalenie płuc, przewlekłe zapalenie oskrzeli, kaszel przewlekły u dzieci, obniżona sprawność oddychania, zwiększony kaszel u astmatyków)
SO ₂		zwiększona śmiertelność, zwiększona zachorowalność (skutki w postaci ataków astmy, ograniczenie zdolności do pracy, dodatkowe konsultacje lekarskie)
SO ₂	siarczany	jak pyły*
NO _x	azotany	jak pyły*
NO _x + VOC	ozon	zwiększona śmiertelność, zwiększona zachorowalność (skutki w postaci pobytu w szpitalu z powodu problemów oddechowych, napady astmy, ograniczenie zdolności do pracy)
CO		zwiększona śmiertelność (zawał serca), zwiększona zachorowalność na choroby serca
As, Cd, Cr-VI, Ni		rak, inne choroby
Hg, Pb		rak, inne choroby

* brak, jak na razie, wiarygodnych i wystarczających dowodów ich toksyczności

Źródło: ExternE – Externalities of Energy 2005

Ogólna postać funkcji dawka-skutek w przypadku skutków zdrowotnych ma następującą liniową postać:

$$\Delta I = \sum_i S_i * \Delta c_i$$

gdzie: ΔI – przyrost efektów, Δc – przyrost koncentracji zanieczyszczenia, S – nachylenie funkcji dawka-skutek, i – rodzaj zanieczyszczenia.

ΔI jest wyrażony jako przypadki zdarzeń w roku na osobę, Δc jest obliczane dla każdego receptora objętego zakresem rozprzestrzeniania, zamieszkałego przez określoną populację. Całkowity wpływ emisji zanieczyszczeń dla danego regionu (lub kraju) jest sumą skutków powodowanych w poszczególnych receptorach.

Ponieważ najbardziej rozpoznane i statystycznie udowodnione jest szkodliwe oddziaływanie pyłów, w badaniach ExternE największą wagę przypisuje się właśnie temu zanieczyszczeniu. W relacji do toksyczności PM_{10} i $PM_{2,5}$ określa się z przybliżeniem toksyczność pozostałych polutantów:

- azotanów – jako iloczyn 0,5 . toksyczność PM_{10} ,
- siarczanów – równy toksyczności PM_{10} ,
- pyłów z elektrowni (emisja pierwotna) - równy toksyczności PM_{10} ,
- pyłów z samochodów (emisja pierwotna) – jako iloczyn 1,5 . toksyczność $PM_{2,5}$.

W analizach ExternE efekty zwiększonej śmiertelności wyrażone są nie jako konkretne przypadki śmierci, lecz jako skumulowana redukcja oczekiwanej długości życia (tzw. YOLL) dla rozpatrywanej populacji. YOLL są określane z odpowiednich funkcji „dawka-skutek”, biorąc pod uwagę rozkład wieku oraz prawdopodobieństwo długości życia rozpatrywanej populacji.

W odniesieniu do zwiększonej zachorowalności powodowanej wzrostem koncentracji emisji zanieczyszczeń wykorzystuje się, wyliczony również w oparciu o badania epidemiologiczne, wskaźnik ryzyka, wyrażony jako procent rejestrowanych przypadków na skutek wzrostu koncentracji PM_{10} lub $PM_{2,5}$ w g/m^3 . Wyniki te są następnie przekształcane w określone choroby przypadające na 100 tys. osób/rok.

Niszczenie budynków i budowli

W tym przypadku niekorzystne efekty związane są z utratą ich własności mechanicznych i funkcji reprezentacyjnych. W metodyce ExternE odpowiednie funkcje „dawka-skutek” stosowane są dla materiałów budowlanych powszechnie używanych w budownictwie. Łączą one w zależność funkcyjną dawkę emisji, mierzoną w jednostkach koncentracji emisji, ze stopniem zniszczenia danego materiału, mierzonym w m^2 . Funkcja zniszczenia materiałowego jest następnie odnoszona do czasu koniecznego do zastąpienia (ewentualnie remontu) danego materiału budowlanego nowym elementem.

Niszczenie budowli związane jest z wpływem zanieczyszczeń na ich parametry fizyczne, chemiczne i biologiczne. Należy jednak pamiętać, że korozja materiałowa (czyli zniszczenie materiału bazowego) nie wynika jedynie ze wzrostu koncentracji zanieczyszczeń, lecz jest naturalnym procesem fizycznym występującym w warunkach naturalnych. Związki siarki i azotu zawarte w zanieczyszczeniach wtórnych, poprzez tzw. suchą i moką depozycję, oraz pyły są odpowiedzialne za większość niekorzystnych efektów korozyjnych, zarówno dla materiałów metalicznych, jak i niemetalicznych.

Zazwyczaj funkcje „dawka-skutek” określają stopień zniszczeń materiałowych jako sumę efektów suchej i mokrej depozycji. Pierwszy z nich jest obliczany na bazie emisji SO_2 , wilgotności względnej oraz temperatury. Drugi efekt jest funkcją całkowitej ilości opadów i ich kwasowości.

Badania koncentrują się na określeniu zależności dla materiałów budowlanych wykonanych ze stali, cynku, aluminium, miedzi i brązu; materiałów kamiennych zawierających cement, wapień, piaskowiec, marmur; materiałów elewacyjnych, materiałów elektrycznych, materiałów ze szkła i materiałów plastikowych.

Zabrudzenie jest efektem osiadania pyłów, co powoduje zaciemnienie powierzchni. Zazwyczaj zmiana wizerunku budowli nie jest akceptowana społecznie (z wyjątkiem niektórych zabytkowych obiektów, jak stare kościoły, zamki itp.), co powoduje konieczność ich regularnego czyszczenia. Ponadto, substancje zanieczyszczające mogą wchodzić w reakcje chemiczne ze związkami siarki czy azotu, potęgując efekt niszczący.

Wpływ na uprawy rolne

Straty w uprawach rolnych są określane dla wtórnej depozycji SO_2 , ozonu i NO_x . Funkcja dla SO_2 zakłada, że plony wzrastają w zakresie koncentracji SO_2 od 0 do 6,8 ppb, a maleją powyżej tego progu. Zależności funkcyjne zdefiniowane są dla pszenicy, ryżu, jęczmienia, ziemniaków, buraków cukrowych i owsa. Dla ozonu (O_3) określono liniową relację pomiędzy spadkiem plonów (ryżu, tytoniu, buraków cukrowych, ziemniaków, słonecznika i pszenicy), a jego skumulowaną koncentracją powyżej 40 ppb. Odrębna funkcja określa niezbędną wielkość nawozów wapniowych koniecznych dla zneutralizowania zakwaszenia powietrza w glebie. Dodatni (pozytywny) efekt związany jest z kolei z depozycją tlenków azotu. Azot jest bowiem ważnym pierwiastkiem niezbędnym dla prawidłowego wzrostu roślin. Zatem odpowiednia zależność przedstawia zredukowaną ilość nawozów azotowych w funkcji depozycji azotanów.

Utrata bioróżnorodności, w tym związana ze zmianą charakteru użytkowania ziemi

W projekcie NEEDS opracowano metodologię określania strat w bioróżnorodności związanych z zakwaszaniem (SO_2 , NO_x , NH_3) i eutrofizacją (NO_x i NH_3) oraz wykorzystaniem terenów pod budowę elektrowni. Te pierwsze określają straty w ekosystemach wodnych i lądowych, wodach powierzchniowych, uprawach rolnych i leśnych, budynkach i zdrowiu ludzkim. Niekorzystne efekty związane ze zmianami użytkowania terenów oraz ich transformacją bazują na tzw. Potential Disappeared Fraction (PDF), czyli funkcjach wyrażających relatywne zmiany między liczbą istniejących gatunków zwierząt i roślin w terenie nie zabudowanym i zabudowanym przez elektrownię. Koszty zewnętrzne określane są zatem jako koszty przywrócenia naturalnego stanu środowiska sprzed degradacji. Należy jednak podkreślić, że nie bierze się tu pod uwagę utraty bioróżnorodności związanej z budową i eksploatacją samych kopalni odkrywkowych węgla brunatnego, w których wydobywa się węgiel na potrzeby analizowanych kompleksów energetycznych.

Globalne ocieplenie

Jednym z najżywiej dyskutowanych zagrożeń środowiskowych jest zjawisko globalnego ocieplenia planety. Skutkiem globalnego ocieplenia może być nasilanie się ekstremalnych zdarzeń pogodowych. Klimat staje się bardziej gwałtowny i mniej przewidywalny, gdyż może nastąpić:

- wzrost temperatury,
- podniesienie poziomu mórz i oceanów,
- pustoszczenie,
- zakłócenie naturalnego rytmu i wielkości opadów,
- wymieranie gatunków

i wiele innych zjawisk, których natury nie jesteśmy w stanie obecnie przewidzieć. Główną przyczyną globalnego ocieplenia jest wzrost stężenia w atmosferze gazów cieplarnianych: dwutlenku węgla, metanu, podtlenku azotu i freonów.

Zmiany klimatu mogą powodować następujące efekty:

- ograniczoną produktywność zasobów, które człowiek wykorzystuje; przykładami tych skutków mogą być np. zmniejszenie plonów rolnych, niższe pozyskiwanie drewna oraz wyczerpywanie się zasobów wodnych,
- szkody w środowisku życia człowieka, np. powodzie wokół wybrzeży morskich na skutek wzrostu poziomu morza, zasolenie systemów zasilania w wodę pitną, szkody powodowane zwiększoną intensywnością sztormów i powodzi,
- ryzyko zwiększonej śmiertelności na skutek ocieplenia klimatu w zagrożonych rejonach ziemi,
- straty w zasobach do tej pory mniej wykorzystywanych, jak tereny dzikie, naturalne siedliska rzadkich zwierząt czy też w różnorodności biologicznej.

1.2.3 Wycena monetarna

Istnieje bardzo rozbudowana teoria dotycząca wyceny kosztów zewnętrznych. Podstawą metodyczną w tego typu wycenach jest fakt, iż dobra środowiskowe dostarczają dwóch kategorii korzyści: 1) związanych z aktywnym (bezpośrednim) użytkowaniem tego dobra, 2) wynikających z użytkowania pasywnego (pośredniego). Przez bezpośrednie użytkowanie rozumie się użytkowanie zasobów środowiska w celach konsumpcyjnych. Pośrednie użytkowanie to czerpanie korzyści z samego istnienia dobra środowiskowego. Co istotne, mimo istniejących kontrowersji, obie kategorie korzyści można wycenić za pomocą miary pieniężnej. W przypadku użytkowania bezpośredniego miarą wartości danego dobra jest wydatek pieniężny związany z jego użytkowaniem. W przypadku użytkowania pośredniego odpowiednią miarą wartości jest skłonność do zapłaty (*Willingness to Pay*, WTP) lub gotowość do przyjęcia rekompensaty (*Willingness to Accept*, WTA). Suma wartości WTP lub WTA dla poszczególnych jednostek korzystających z dóbr stanowi wartość danego dobra lub usługi środowiskowej.

W sytuacjach, gdy nie ma podstaw do przeprowadzenia badań ekonometrycznych (brak odpowiednich danych), konieczne jest zastosowanie metod bezpośrednich. W tego typu metodach sposobem wyceny jest zapytanie ludzi wprost o gotowość do zapłacenia za zmianę jakości środowiska. Szacowanie wielkości popytu na usługi środowiska odbywa się zatem poprzez wywiady z konsumentami, a informacje o wycenie zdobywa się dzięki odpowiednim kwestionariuszom. Tego typu eksperyment symuluje w pewnym sensie działanie rynku przez umożliwienie konsumentom wyrażenia ich preferencji w zakresie konsumowanych dóbr środowiskowych i ich wycenę monetarną.

Wycena ludzkiego życia, dominującego składnika kosztów zewnętrznych w metodyce ExternE, dokonywana jest na podstawie tzw. „wskaźnika wartości utraconego życia” (*Value of Statistical Life*, VSL). Jest on w zasadzie równoważny tzw. skłonności do zapłaty za uniknięcie ryzyka przedwczesnej utraty życia. Typowe wartości tego wskaźnika, rekomendowane w badaniach prowadzonych w Europie i USA, mieszczą się w zakresie 1-5 mln Euro. Wcześniej w metodyce ExternE przyjmowano jego wartość na poziomie 3-3,5 mln Euro; obecnie - 1 mln Euro.

Metodyka szacowania VSL opiera się na dwóch podejściach:

- kapitale generowanym w trakcie życia (*the human capital approach*),
- skłonności do zapłaty za ograniczenie ryzyka śmierci (WTP).

Pierwszy sposób mierzy produktywność ludzi, wykorzystując w tym celu zdyskontowaną wartość dochodów osiągniętych w trakcie życia. Drugie podejście uzasadnia się tym, że zmiana dobrobytu człowieka może być wartościowana zgodnie z jego wolą (i możliwością) zapłaty za tę zmianę. Zgodnie z tym założeniem ludzie traktują długowieczność jak konsumpcję każdego innego dobra i mogą ujawnić swoje preferencje poprzez wybór pomiędzy dwiema alternatywami – wyborem długowieczności (poprzez obniżenie ryzyka śmierci) oraz konsumpcją innych dóbr. Co istotne, wybór ten może być dokonywany w oparciu o miarę pieniężną.

Pierwszy sposób wartościowania życia ludzkiego jest stosunkowo prosty, natomiast w przypadku drugiego stosowane są różnorodne metody szacowania WTP, z których każda zmierza do określenia najlepszej miary wyboru (*trade-off*) pomiędzy ryzykiem śmierci i konsumpcją innych dóbr czy usług. Najczęściej wykorzystywane są trzy metody wyceny: skompensowanych zarobków (*compensated wage*), ujawnionych preferencji (*averting behaviour*) oraz wyceny warunkowej (*contingent valuation*).

Szacowane według tej metody średnie wartości VSL oscylują wokół 5 mln Euro, przy czym ich zakres jest bardzo szeroki - od 2,9 do 100 mln Euro. Wykorzystanie wyników tej metody jest jednak ograniczone, głównie ze względu na fakt, iż ludzie starsi nie są w niej uwzględniani (już nie pracują), przez co ich preferencje nie są brane pod uwagę. Ponieważ ludzie starsi dysponują mniejszą liczbą spodziewanych lat życia niż młodzi, tym samym wyliczona wartość zmniejszenia ryzyka śmierci (życie ludzkie w tym wieku jest zazwyczaj mniej warte niż w przypadku ludzi młodych) jest w tej metodzie przeszacowana.

Metoda wyceny warunkowej polega na zapytaniu ludzi o ich preferencje na hipotetycznym rynku, umożliwiając tym samym oszacowanie popytu na dobra, które nie są przedmiotem obrotu rynkowego. Kluczowym problemem w tej metodzie jest zapewnienie zrozumienia treści pytań przez respondentów (oraz realności hipotetycznej sytuacji dotyczącej badanego zjawiska), tak aby ujawnili oni swoje prawdziwe preferencje w zakresie wartościowania dóbr. Wyliczany w tych badaniach wskaźnik VSL jest raczej od-

powiedni dla nagłych zgonów, a nie śmiertelności na skutek długotrwałego narażenia na zanieczyszczenia. Dlatego w metodyce ExternE wykorzystywany jest wskaźnik tzw. wartości roku życia VOLY (*value of life year*). Wyliczany jest na bazie VSL, oszacowanego na podstawie badań prowadzonych dla Wielkiej Brytanii, Francji i Włoch, wynoszącego około 1 mln Euro. Transformacja tej wartości na VOLY polega na oszacowaniu zmiany długości życia związanej ze zmniejszeniem ryzyka śmierci 5 z 1000 osób w ciągu kolejnych 10 lat. Wyliczony w ten sposób wskaźnik, przy zastosowaniu stopy dyskonta 3%, wynosi 40000 Euro (narażenie chroniczne – długookresowe) oraz 60000 € (narażenie krótkookresowe). Oznacza to, że ludzie skłonni są wydawać rocznie taką kwotę przez okres 10 lat, aby przedłużyć swoje życie. Całkowity ekonomiczny efekt zwiększonej śmiertelności określany jest jako iloczyn wskaźnika VOLY i skumulowanej redukcji oczekiwanej długości życia (tzw. YOLL – *years of live lost*).

Wycena kosztów utraty zdrowia w metodyce ExternE zawiera ich trzy rodzaje:

- koszty materialne – tj. koszty ponoszone przez służbę medyczną lub towarzystwo ubezpieczeniowe oraz dodatkowe koszty wydatkowane przez osoby chore,
- koszty alternatywne – uwzględniające utratę produktywności w czasie choroby,
- pozostałe koszty społeczne i ekonomiczne związane z ograniczeniem czasu wolnego, dyskomfortem psychicznym, niepokojem o przyszłość itp.

Dwa pierwsze składniki kosztowe wyliczone są na podstawie cen rynkowych, trzeci może być oszacowany za pomocą techniki WTP/WTA. W tabeli 3 przedstawiono typowe przypadki chorób powodowane zanieczyszczeniem powietrza i ich koszty wyceniane w metodologii ExternE (są to wartości średnie dla krajów Unii).

Tabela 3. Niekorzystne efekty zdrowotne i ich wycena w modelu EcoSenseWeb V 1.3

Skutek zdrowotny	Koszt, €
pobyt w szpitalu – choroby układu oddechowego i sercowego	2000/przyjęcie
pobyt na pogotowiu	670/przyjęcie
wizyta u lekarza (astma)	53/konsultację
obniżona sprawność oddychania	8/przypadek
Kaszel	45/przypadek
przewlekły kaszel	240/przypadek
używanie inhalatora	38/przypadek
dzień obniżonej aktywności zawodowej	130/dzień
przewlekłe zapalenie oskrzeli	200000/przypadek
utrata roku życia – narażenie długookresowe	40000/rok
utrata roku życia – narażenie krótkookresowe	60000/rok

Źródło: ExternE – Externalities of Energy 2005

Koszty związane ze skutkami materiałowymi są sumą kosztów ich czyszczenia (i napraw) i utraty ich funkcji reprezentacyjnych. Pierwszy składnik jest stosunkowo łatwo identyfikowalny, gdyż szkody usuwane są poprzez renowację, przy czym wykorzystuje się odpowiednie ceny za wykonanie tego typu prac. Składnik drugi wymaga z kolei wyceny warunkowej. Można jednak przyjąć, że odnowienie budynku powoduje zanik tego składnika kosztów.

W przypadku utraty plonów wykorzystuje się ceny rynkowe najważniejszych zbóż i upraw.

W odniesieniu do wyceny utraty bioróżnorodności związanej z zakwaszeniem i eutrofizacją szacunki bazują na wycenie WTP za zachowanie ekosystemu w stanie pierwotnym. Wyniki badań oscylują w grani-

cach 63-350 Euro/ha (średnio dla całej Europy), przy czym przyjęta w metodyce ExternE jest wysokość 100 Euro/ha. Natomiast jeśli chodzi o utratę bioróżnorodności związaną ze zmianą funkcji terenu pod budowę elektrowni szacunki opierają się na kosztach przywrócenia pierwotnego charakteru terenu i oscylują w zależności od typu terenu od 0,17 Euro/m² (grunty orne) do 2,66 Euro/m² (las).

Koszty efektu cieplarnianego są przedmiotem żywej dyskusji wśród ekonomistów, gdyż cechuje je największy stopień niepewności. Metodyka ExternE zaleca stosowanie wartości zastępczych, czyli wysokości ceny emisji tony CO₂ na istniejącym rynku handlu emisjami lub - alternatywnie - wysokości kosztów redukcji emisji wymaganej dla osiągnięcia przyjętych pułapów emisji gazów cieplarnianych. Oba sposoby z dość dużym przybliżeniem odzwierciedlają gotowość społeczeństwa do zapłaty (WTP) kwoty umożliwiającej uniknięcie potencjalnych skutków ocieplenia klimatu. Z przeprowadzonych analiz wynika, że wymaganą przez protokół z Kioto 8-proc. redukcję emisji (w stosunku do roku 1990) można osiągnąć - przy zastosowaniu mechanizmów elastyczności zgodnie z zaleceniami Komisji Europejskiej - po koszcie krańcowym około 20 Euro zredukowanej emisji 1 Mg CO₂. Szacunek ten bazuje na wynikach modeli makroekonomicznych (podejście *top-down*), jak i sektorowych - np. energetycznych (podejście *bottom-up*). Ewentualne rozszerzenie listy krajów sygnatariuszy porozumienia z Kioto i wprowadzenie mechanizmu handlu pozwoleniami zbywalnymi w szerszym niż dotychczas zakresie pozwoliłoby zredukować ten koszt do 5 Euro/Mg. Zatem w metodyce ExternE wykorzystywany jest przedział wartości 5-20 Euro/Mg jako najbardziej prawdopodobny zakres kosztów związanych z globalnym ociepleniem, przy czym górna wartość (dokładnie 19 Euro/Mg) jest przyjmowana jako najlepsze ich przybliżenie.

1.3 Metodyka i założenia wyceny monetarnej kosztów zewnętrznych powodowanych przez elektrownie wykorzystujące złoża węgla brunatnego Legnica i Gubin

1.31. Plany rozwoju wydobywania węgla brunatnego i budowy elektrowni dla kompleksów złożowych Legnica i Gubin

Dane dotyczące perspektyw wydobywania węgla brunatnego ze złóż Legnica i Gubin, a także możliwości wytwarzania energii elektrycznej zaczerpnięto z publikacji pt. „*Perspektywiczne scenariusze rozwoju wydobywania i przetworzenia węgla brunatnego na energię elektryczną*”². Publikacja opiera się na obecnie niedostępnym, choć opublikowanym raporcie z projektu pod nazwą: „*Scenariusze Rozwoju Technologicznego Przemysłu Wydobywania i Przetwórstwa Węgla Brunatnego. Projekt celowy – Foresight*”, którego koordynatorem był instytut Poltegor.

W projekcie założono, że w najbliższej perspektywie predysponowane do eksploatacji będą dwa kompleksy złożowe: legnicki i gubiński. Dla obu kompleksów opracowano wielowariantowe scenariusze udostępnienia zasobów, przy zbliżonym docelowym wydobyciu 24 mln Mg rocznie. Należy zauważyć, że w Polsce występuje znacznie więcej udokumentowanych i perspektywicznych złóż węgla brunatnego o porównywalnych bądź większych zasobach (np. złoża w woj. wielkopolskim, patrz Tabela 4), o których zresztą mowa w przytaczanej publikacji. Choć ich potencjalna eksploatacja jest przedmiotem rozważań rządu lub ewentualnych inwestorów, złoża te jednak nie są brane pod uwagę w niniejszej analizie kosztów zewnętrznych. W projekcie przeanalizowano możliwości budowy dwóch elektrowni zapewniających najlepsze wykorzystanie węgla brunatnego pochodzącego z obu złóż i jako najkorzystniejsze analizowano:

- technologię konwencjonalną ze spalaniem pyłów węgla w powietrzu (PC),
- technologię spalania węgla w powietrzu (typu *oxy-fuel*),
- technologię fluidalnego spalania węgla w powietrzu i tlenie.

Do szczegółowych analiz - zgodnie z wyborem dokonany w wspomnianym projekcie Foresight - wybrano dwa warianty technologiczne, oba z 4 blokami o mocy zainstalowanej 4*1150 MW, których parametry przedstawiono w niniejszej tabeli. Przewiduje się 8-letni cykl budowy kopalni w złożu Legnica i 10-letni cykl budowy kopalni w złożu Gubin (do osiągnięcia pełnego wydobycia) oraz 3-4 letni okres budowy elektrowni. W tych warunkach planowana produkcja energii elektrycznej mogłaby się rozpocząć po 2022 roku. Zakłada się ponadto, również za danymi z dokumentacji wspomnianego wyżej projektu *Foresight*, średnią produkcję energii elektrycznej 30 TWh/rok dla każdej z analizowanych elektrowni o mocy każda 4600 MW.

Tabela 4. Wielkość niektórych złóż perspektywicznych węgla brunatnego oraz zakładana produkcja analizowanych elektrowni

Region/Złoże	Zasoby przemysłowe (mln Mg)	Roczne wydobycie i spalanie węgla brunatnego (mln Mg)	Zakładana moc elektrowni (MW)	Roczna produkcja	Lata produkcji
woj. dolnośląskie/ Legnica	2483	24	4*1150	30 TWh	103
woj. lubuskie/ Gubin	771	24	4*1150	30 TWh	32
woj. wielkopolskie	3122	–	–	–	–
woj. łódzkie	1102	–	–	–	–

² J. Bednarczyk, *Perspektywiczne scenariusze rozwoju wydobywania i przetworzenia węgla brunatnego na energię elektryczną*, Polityka Energetyczna, Tom 11, zeszyt 1, Wydawnictwa IGSMiE PAN, 2008.

Dostępne są także inne źródła³ podające wielkości zasobów węgla oraz możliwe plany wydobywcze, przyjmujące nieco inne założenia. Wynikające z nich ewentualne różnice jakkolwiek nie miałyby wpływu na kształt niniejszej analizy kosztów zewnętrznych, ponieważ rezultaty zawartych w niej kalkulacji odnoszą się do rocznej produkcji energii w danych instalacjach energetycznych (koszty całkowite mln Euro/rok) oraz jednostek produkcji (koszty jednostkowe cEuro/kWh), a nie do całego okresu wydobywczego.

Tabela 5. Założenia techniczne dwóch wariantów budowy elektrowni

Lp.	Wyszczególnienie	Elektrownia konwencjonalna		Elektrownia Oxy-fuel z sekwestracją i lokowaniem CO ₂ pod ziemią	
		w Legnicy	w Gubinie	w Legnicy	w Gubinie
1.	Moc bloku [MW]	1150		1150	
2.	Paliwo – węgiel brunatny o wartości opalowej [MJ/kg]	9,4–9,1		9,4–9,1	
3.	Zużycie węgla brunatnego [Mg/h]	886,7	810,6	886,6	810,6
4.	Cena węgla [zł/Mg]	70	89	70	89
5.	Sprawność netto [%]	48,5		39,0	
6.	Nakłady inwestycyjne [mln zł]	18 216,0		23 680,80	
7.	Okres budowy bloku [lat]	3 do 4			
8.	Dyspozycyjność w roku [h]	7500			
9.	Stopa dyskonta [%]	11			
10.	Emisja CO ₂ [Mg CO ₂ /Mg węgla]	0,7/1,0			

Źródło: Bednarczyk 2008

1.3.2 Metodyka wyceny kosztów zewnętrznych

Wycenę kosztów zewnętrznych powodowanych przez pojedynczą elektrownię można dokonać na dwa sposoby:

- przeprowadzenie obliczeń za pomocą modelu EcoSenseWeb V 1.3 dla konkretnego typu i rzeczywistej lokalizacji elektrowni,
- oszacowanie kosztów zewnętrznych w oparciu o istniejące wyliczenia dla tzw. referencyjnych technologii energetycznych.

W pierwszym przypadku niezbędne są parametry techniczno-środowiskowe potencjalnych technologii energetycznych. Obliczenia możliwe są do przeprowadzenia za pomocą modelu EcoSenseWeb V 3.1, a wyniki uzyskuje się dla konkretnej lokalizacji elektrowni. Brak odpowiednich danych uniemożliwia w tym przypadku szacunek kosztów w całym cyklu życia elektrowni, wyniki odnoszą się tylko do negatywnych skutków generowanych na etapie produkcji energii elektrycznej.

Do obliczeń za pomocą modelu EcoSenseWeb V 1.3 przyjęto następujące założenia:

- szacunki przeprowadzono dla dwóch wytypowanych elektrowni w trzech wariantach:
 - konwencjonalnej PC (bez LCA, tylko etap produkcji energii),
 - konwencjonalnej PC, referencyjnej z projektu NEEDS (z LCA, bez CCS),
 - typu *oxy-fuel*, referencyjnej z projektu NEEDS (z LCA, z CCS),

³ Np. http://geoportal.pgi.gov.pl/css/powiaty/publikacje/wegiel_brunatny/Kasinski_potencjal_wegla_brunatnego.pdf

- wybór technologii podyktowany był różnym zakresem ich negatywnych skutków – od największego wpływu (technologia PC, praktycznie BAT, produkcja zgodna z normami emisyjnymi obowiązującymi od 2015 roku), poprzez średni wpływ (technologia PC, BAT, parametry emisyjne niższe od poprzedniej), aż do najniższego wpływu (technologia typu oxy-fuel, parametry emisyjne bardzo niskie, efekt cieplarniany minimalny),
- w przypadku dwóch ostatnich technologii koszty zewnętrzne były liczone w projekcie NEEDS dla całego cyklu życia technologii (tzw. podejście LCA), tj. dla emisji powodowanych na etapie budowy, eksploatacji i likwidacji elektrowni, szacunki były prowadzone dla typowej konfiguracji poszczególnych typów elektrowni,
- elektrownia typu oxy-fuel z podziemną sekwestracją CO₂ generuje minimalne ilości zanieczyszczeń gazowych na etapie produkcji, w praktyce niekorzystne efekty zewnętrzne powodowane są jedynie na etapie budowy i likwidacji elektrowni,
- parametry technologiczne rozważanych technologii, takie jak wysokość i średnica kominów, wpływ i temperatura gazów odlotowych są zbliżone do tych, którymi charakteryzuje się elektrownia Bełchatów - o podobnej mocy i wielkości produkcji.

Przyjęto zatem do obliczeń następujące parametry techniczno-środowiskowe technologii – Tabela 6:

Tabela 6. Parametry techniczno-środowiskowe analizowanych technologii energetycznych

Parametr	konwencjonalna typu PC	konwencjonalna typu PC (referencyjna)	typu oxy-fuel (referencyjna)
moc, MW	4*1150	4*1150	4*1150
produkcja energii elektrycznej brutto, GWh	30000	30000	30000
czas pracy elektrowni z pełnym obciążeniem, h	6600	6600	6600
wskaźniki emisji SO ₂ , mg/Nm ₃ ,	200	38	28
wskaźniki emisji NO _x , mg/Nm ₃ ,	200	168	69
wskaźniki emisji pyłów, mg/Nm ₃ ,	50	30	18
emisja całkowita CO ₂ , tys. ton rocznie,	30000	30000	810
wysokość komina, m	300	300	300
powierzchnia komina, m ² , ⁴	21	21	21
natężenie wypływu gazów spalinowych, Nm ₃ /h,	20000000	20000000	20000000
temperatura gazów spalinowych, K	386	386	386
położenie elektrowni, m npm, szerokość i długość geogr.	130, 51o23', 6o12'	130, 51o23', 6o12'	130, 51o23', 6o12'
charakter przekształcenia terenu	z leśnego na przemysłowy	z leśnego na przemysłowy	z leśnego na przemysłowy

Źródło: obliczenia własne

⁴ Jest to łączna powierzchnia wszystkich, najprawdopodobniej 4 kominów.

Obliczenia przeprowadzono dla warunków tła emisyjnego po roku 2020. Przyjęto, że elektrownia typu *oxy-fuel* na etapie produkcji energii nie będzie emitować CO₂, całość zostanie zdeponowana pod ziemią.⁵

Poniżej w tabelach przedstawiono wyniki badań w odniesieniu do emisji oraz kosztów zewnętrznych dla elektrowni referencyjnych (z LCA), wykorzystujących węgiel brunatny jako paliwo podstawowe - dla kategorii oddziaływań opisanych w metodyce ExternE. Choć podana moc bloków referencyjnych jest nieco niższa niż dla ww. projektowanych elektrowni, to jednak wyliczone wysokości kosztów zewnętrznych, mimo iż różne, są ze sobą spójne. Niewielkie różnice w mocy nie wpływają na wyniki, gdyż parametry pracy są podobne, a wielkość produkcji energii taka sama.

Tabela 7. Emisje zanieczyszczeń i wykorzystanie terenu na 1 kWh - elektrownia z turbiną parową PC, 900 MW

Wykorzystanie gruntów		dziś	2025	2050
Przekształcenie - z gruntów rolnych, różnego rodzaju	m ²	6,97E-07	5,49E-07	4,97E-07
Przekształcenie - z gruntów leśnych	m ²	8,27E-06	6,46E-06	5,96E-06
Przekształcenie - z pastwisk i łąk, różnego rodzaju	m ²	2,01E-07	1,87E-07	1,58E-07
Przekształcenie - z pastwisk i łąk, ekstensywne	m ²	0	0	0
Przekształcenie - z pastwisk i łąk, intensywne	m ²	5,51E-10	4,29E-10	3,90E-10
Przekształcenie - z nieznanego typu gruntu	m ²	3,78E-05	4,65E-05	3,76E-05
Emisje do atmosfery				
Amoniak	kg	5,49E-08	4,86E-06	4,35E-06
Arsen	kg	9,03E-09	7,32E-09	6,10E-09
Kadm	kg	1,29E-09	9,19E-10	7,02E-10
Dwutlenek węgla, ze spalania paliw kopalnych	kg	9,21E-01	8,08E-01	7,31E-01
Węgiel-14	kBq	3,29E-04	2,49E-04	2,57E-04
Chrom	kg	2,40E-08	4,03E-08	3,96E-08
Chrom(VI)	kg	7,45E-10	1,13E-08	1,10E-09
Podtlenek azotu	kg	2,20E-05	1,94E-05	1,76E-05
Ołów	kg	9,55E-07	8,39E-07	7,61E-07
Metan, z wydobycia paliw kopalnych	kg	2,48E-04	2,15E-04	1,92E-04
Rtęć	kg	2,03E-08	1,77E-08	1,60E-08
Nikiel	kg	1,98E-08	1,25E-08	9,95E-09
Tlenki azotu	kg	7,38E-04	6,41E-04	5,79E-04
Łącznie – niemetanowe lotne związki organiczne	kg	2,36E-05	2,03E-05	1,89E-05
w tym formaldehyd (aldehyd mrówkowy)	kg	5,22E-07	4,50E-07	4,09E-07
Pył PM 10	kg	7,61E-05	9,83E-06	9,04E-08
Pył PM 2.5	kg	6,47E-05	5,54E-05	5,02E-05
PCDD/F (polichlorowane pochodne dioksan i furanów) mierzone jako I-TEQ (międzynarodowe równoważniki toksyczności)	kg	6,52E-14	5,59E-14	4,93E-14

⁵ Gdyby przyjąć założenie, że elektrownia konwencjonalna nie jest wyposażona w instalację CCS, wówczas przy wskaźniku emisyjności energii wyprodukowanej z węgla brunatnego na poziomie 1 Mg/MWh wyemituje ona rocznie około 30 mln ton CO₂.

Dwutlenek siarki	kg	1,69E-04	1,20E-04	1,07E-04
Aerozole, radioaktywne, różnego rodzaju	kBq	7,39E-08	4,33E-08	1,63E-07
Wodór-3 (Tryt)	kBq	1,86E-03	1,13E-03	5,82E-04
Jod-131	kBq	1,86E-05	2,22E-07	2,15E-07
Jod-133	kBq	3,65E-10	8,08E-11	7,39E-11
Krypton-85	kBq	1,47E-04	1,85E-06	3,64E-06
Gazy szlachetne, radioaktywne, różnego rodzaju	kBq	3,19E-02	2,04E-02	1,52E-02
Tor-230	kBq	1,10E-04	7,49E-05	5,63E-05
Uran-234	kBq	5,11E-07	3,47E-07	2,61E-07
Uran-235	kBq	2,48E-08	1,68E-08	1,26E-08
Uran-238	kBq	2,99E-06	2,35E-06	2,08E-06
Emisje do wody				
Węgiel-14	kBq	1,30E-04	8,53E-05	6,85E-05
Wodór-3 (Tryt)	kBq	1,42E-01	9,53E-02	7,70E-02
Jod-131	kBq	4,99E-10	1,10E-10	1,01E-10
Uran-234	kBq	9,71E-07	6,59E-07	4,95E-07
Uran-235	kBq	1,60E-06	1,09E-06	8,18E-07
Uran-238	kBq	2,80E-06	1,86E-06	1,31E-06

Źródło: NEEDS, New Energy Externalities 2009

Tabela 8. Koszty zewnętrzne - elektrownia z turbiną parową PC, Euro centy/kWh

	dziś	2025	2050
Wpływ na zdrowie	0,72	0,67	0,60
Bioróżnorodność	0,07	0,06	0,06
Straty w płonach	0,02	0,03	0,02
Zniszczenie materiałów	0,01	0,01	0,01
Wykorzystanie ziemi	0,01	0,01	0,01
Podsuma	0,84	0,78	0,70
Zmiany klimatyczne – niskie koszty strat	0,68	0,59	0,38
Zmiany klimatyczne – wysokie koszty strat	9,40	7,21	3,98
Zmiany klimatyczne – niskie koszty ich zwalczania	2,16	2,59	5,63
Zmiany klimatyczne – wysokie koszty ich zwalczania	2,16	4,12	13,89

Źródło: NEEDS, New Energy Externalities 2009

Tabela 9. Emisje zanieczyszczeń i wykorzystanie terenu na 1 kWh - elektrownia z turbiną parową PC, 800 MW, z instalacją CCS

Wykorzystanie gruntów		dziś	2025	2050
Przekształcenie – z gruntów rolnych, różnego rodzaju	m ²		1,27E-06	1,07E-06
Przekształcenie – z gruntów leśnych	m ²		1,51E-05	1,31E-05
Przekształcenie – z pastwisk i łąk, różnego rodzaju	m ²		7,36E-07	5,94E-07
Przekształcenie – z pastwisk i łąk, ekstensywne	m ²		0	0
Przekształcenie – z pastwisk i łąk, intensywne	m ²		9,88E-10	8,37E-10
Przekształcenie – z nieznanego typu gruntu	m ²		8,34E-05	5,80E-05
Emisje do atmosfery				
Amoniak	kg		2,39E-04	2,37E-04
Arsen	kg		1,00E-08	7,63E-09
Kadm	kg		1,96E-09	1,44E-09
Dwutlenek węgla, ze spalania paliw kopalnych	kg		1,25E-01	1,02E-01
Węgiel-14	kBq		7,57E-04	7,42E-04
Chrom	kg		8,27E-08	7,58E-08
Chrom(VI)	kg		2,19E-09	2,00E-09
Podtlenek azotu	kg		2,35E-05	1,99E-05
Ołów	kg		1,01E-06	8,64E-07
Metan, z wydobycia paliw kopalnych	kg		2,85E-04	2,34E-04
Rtęć	kg		2,18E-08	1,87E-08
Nikiel	kg		2,81E-08	6,63E-04
Tlenki azotu	kg		7,80E-04	3,39E-05
Łącznie – niemetanowe lotne związki organiczne	kg		3,80E-05	1,89E-05
w tym formaldehyd (aldehyd mrówkowy)	kg		5,50E-07	4,71E-07
Pył PM 10	kg		1,48E-06	1,28E-05
Pył PM 2.5	kg		6,77E-05	5,78E-05
PCDD/F (polichlorowane pochodne dioksan i furanów) mierzone jako I-TEQ (międzynarodowe równoważniki toksyczności)	kg		8,18E-14	6,89E-14
Dwutlenek siarki	kg		3,82E-04	1,28E-04
Aerozole, radioaktywne, różnego rodzaju	kBq		1,32E-07	4,77E-07
Wodór-3 (Tryt)	kBq		3,43E-03	1,85E-03
Jod-131	kBq		3,36E-07	3,24E-07
Jod-133	kBq		1,28E-10	1,11E-10
Krypton-85	kBq		2,74E-06	8,05E-06
Gazy szlachetne, radioaktywne, różnego rodzaju	kBq		6,22E-02	4,37E-02
Tor -230	kBq		2,28E-04	1,61E-04

Uran-234	kBq		1,05E-06	7,48E-07
Uran-235	kBq		5,11E-08	3,81E-08
Uran-238	kBq		3,42E-06	2,76E-08
Emisje do wody				
Węgiel-14	kBq		2,60E-04	1,97E-04
Wodór-3 (Tryt)	kBq		2,91E-01	2,21E-01
Jod-131	kBq		1,75E-10	1,51E-10
Uran-234	kBq		2,00E-06	1,42E-08
Uran-235	kBq		3,31E-06	2,34E-06
Uran-238	kBq		5,70E-06	3,77E-06

Źródło: NEEDS, New Energy Externalities 2009

Tabela 10. Koszty zewnętrzne - elektrownia z turbiną parową PC, 800 MW, z instalacją CCS, Euro centy/kWh

	dzisiaj	2025	2050
Wpływ na zdrowie		0,95	0,83
Bioróżnorodność		0,16	0,14
Straty w plonach		0,03	0,02
Zniszczenie materiałów		0,01	0,01
Wykorzystanie ziemi		0,02	0,01
Podsuma		1,16	1,02
Zmiany klimatyczne – niskie koszty strat		0,12	0,07
Zmiany klimatyczne – wysokie koszty strat		1,40	0,74
Zmiany klimatyczne – niskie koszty ich zwalczania		0,40	0,78
Zmiany klimatyczne – wysokie koszty ich zwalczania		0,64	1,93

Źródło: NEEDS, New Energy Externalities 2009

Tabela 11. Emisje zanieczyszczeń i wykorzystanie terenu na 1 kWh - elektrownia z turbiną parową PC, 800 MW, typu oxy-fuel, z instalacją CCS

Wykorzystanie gruntów		dzisiaj	2025	2050
Przekształcenie - z gruntów rolnych, różnego rodzaju	m ²		8,93E-07	6,96E-07
Przekształcenie - z gruntów leśnych	m ²		1,16E-05	9,59E-06
Przekształcenie - z pastwisk i łąk, różnego rodzaju	m ²		6,80E-07	5,14E-07
Przekształcenie - z pastwisk i łąk, ekstensywne	m ²		0	0
Przekształcenie - z pastwisk i łąk, intensywne	m ²		6,84E-10	5,35E-10
Przekształcenie - z nieznanego typu gruntu	m ²		8,55E-05	5,96E-05

Emisje do atmosfery				
Amoniak	kg		2,78E-06	2,21E-06
Arsen	kg		9,76E-09	7,38E-09
Kadm	kg		1,28E-09	8,40E-10
Dwutlenek węgla, ze spalania paliw kopalnych	kg		2,70E-02	1,61E-01
Węgiel-14	kBq		7,81E-04	7,73E-04
Chrom	kg		7,85E-08	6,15E-08
Chrom(VI)	kg		2,10E-09	1,65E-09
Podtlenek azotu	kg		2,38E-05	2,05E-05
Ołów	kg		1,03E-06	8,87E-07
Metan, z wydobycia paliw kopalnych	kg		2,76E-04	2,31E-04
Rtęć	kg		2,18E-08	1,88E-08
Nikiel	kg		1,58E-08	1,04E-08
Tlenki azotu	kg		3,02E-04	2,65E-04
Łącznie – niemetanowe lotne związki organiczne	kg		2,83E-05	2,57E-05
w tym formaldehyd (aldehyd mrówkowy)	kg		5,57E-07	4,74E-07
Pył PM 10	kg		1,39E-05	1,17E-05
Pył PM 2.5	kg		6,79E-05	5,87E-05
PCDD/F (polichlorowane pochodne dioksan i furanów)	kBq		1,32E-07	4,77E-07
mierzone jako I-TEQ (międzynarodowe równoważniki toksyczności)	kg		7,07E-14	5,80E-14
Dwutlenek siarki	kg		1,23E-04	1,14E-04
Aerozole, substancje radioaktywne, różnego rodzaju	kBq		1,36E-07	4,98E-07
Wodór-3 (Tryt)	kBq		3,54E-03	1,72E-03
Jod-131	kBq		2,50E-07	2,47E-07
Jod-133	kBq		1,15E-10	9,56E-11
Krypton-85	kBq		2,03E-06	7,66E-06
Gazy szlachetne, radioaktywne, różnego rodzaju	kBq		6,42E-02	4,55E-02
Tor-230	kBq		2,35E-04	1,68E-04
Uran-234	kBq		1,09E-06	7,75E-07
Uran-235	kBq		5,27E-08	3,76E-08
Uran-238	kBq		3,51E-06	2,87E-08
Emisja do wody				
Węgiel-14	kBq		2,68E-04	2,05E-04
Wodór-3 (Tryt)	kBq		3,00E-01	2,31E-01
Jod-131	kBq		1,57E-10	1,31E-10
Uran-234	kBq		2,07E-06	1,47E-08
Uran-235	kBq		3,41E-06	2,43E-06
Uran-238	kBq		5,80E-06	3,84E-08

Źródło: NEEDS, New Energy Externalities 2009

Tabela 12. Koszty zewnętrzne - elektrownia z turbiną parową PC, 800 MW, typu oxy-fuel, z instalacją CCS, Euro centy/kWh

	dziś	2025	2050
		0,95	0,83
Wpływ na zdrowie		0,47	0,42
Bioróżnorodność		0,03	0,03
Straty w plonach		0,01	0,01
Zniszczenie materiałów		0,01	0,01
Wykorzystanie ziemi		0,02	0,01
Podsuma		0,54	0,47
Zmiany klimatyczne – niskie koszty strat		0,05	0,03
Zmiany klimatyczne – wysokie koszty strat		0,55	0,30
Zmiany klimatyczne – niskie koszty ich zwalczania		0,09	0,12
Zmiany klimatyczne – wysokie koszty ich zwalczania		0,14	0,31

Źródło: NEEDS, New Energy Externalities 2009

2. Szacunek kosztów zewnętrznych powodowanych przez elektrownie kompleksów złożowych Legnica i Gubin

2.1 Wyniki modelu EcoSenseWeb V 1.3

W poniższych tabelach przedstawiono zagregowane do odpowiednich kategorii wysokości kosztów zewnętrznych dla trzech wytypowanych elektrowni. Wielkości kosztów zewnętrznych – w mln Euro/rok oraz cEuro/kWh - zostały wyliczone dla dwóch zakresów: na całym obszarze rozprzestrzeniania się zanieczyszczeń (patrz rys. 3) oraz tylko dla Polski. To rozróżnienie jest istotne, gdyż pokazuje na jakim obszarze rozprzestrzeniają się zanieczyszczenia gazowe oraz jakie są jego skutki w porównaniu ze skalą krajową. Należy podkreślić, że z ekonomicznego i społecznego punktu widzenia tylko całość kosztów jest odpowiednią miarą negatywnych skutków powodowanych przez te zakłady.

Niekorzystne efekty obejmują następujące kategorie, zgodne z wydrukiem wyników z modelu EcoSenseWeb V 1.3:

- Loc+Reg: building material – straty lokalne i regionalne materiałowe,
- Loc+Reg: crops Acid Deposition – straty lokalne i regionalne w zbiorach na skutek zakwaszenia,
- Loc+Reg: crops N deposition – korzyści (straty) lokalne i regionalne w zbiorach na skutek efektu nawożenia,
- Loc+Reg: crops O3 - straty lokalne i regionalne w zbiorach na skutek zwiększonej koncentracji ozonu,
- Loc+Reg: SIA_E_PPM – straty w zdrowiu ludzkim,
- Hemispheric Scale – straty powodowane przez pierwotne i wtórne zanieczyszczenia objawiające się na skalę globalną (wszystkie kategorie),
- Biodiversity Losses due to Landuse Change - utrata bioróżnorodności na skutek zmiany typu terenu na skutek budowy elektrowni,
- Biodiversity Losses due to Acidification Eutrophication – utrata bioróżnorodności na skutek efektów zakwaszenia i eutrofizacji obszarów depozycji zanieczyszczeń,
- Greenhouse Gases – straty związane z globalnym ociepleniem.

Tabela 13. Koszty zewnętrzne - elektrownia konwencjonalna typu PC (4600 MW, 30 TWh/rok)

Kategoria kosztów	wszystkie kraje		tylko Polska	
	mln Euro/rok	cEuro/kWh	mln Euro/rok	cEuro/kWh
Loc+Reg: building material	17.29	0.06	17.29	0.06
Loc+Reg: crops Acid Deposition	-0.03	0.00	0	0.00
Loc+Reg: crops N deposition	-0.59	-0.001	-0.30	-0.001
Loc+Reg: crops O3	7.90	0.03	3.00	0.01
Loc+Reg: SIA_E_PPM	539.40	1.79	141.00	0.47
Hemispheric Scale	11.22	0.04	0	0
Biodiversity Losses due to Landuse Change	10.64	0.04	10.64	0.04
Biodiversity Losses due to Acidification Eutrophication	32.76	0.11	14.06	0.05
Greenhouse Gases	570.00	1.90	0*	0*
Suma	1188.59	3.97	185.69	0.63

Źródło: opracowanie własne na podstawie wyników modelu EcoSenseWeb V 1.3

* Nie jest możliwe wydzielenie kosztów globalnego ocieplenia przypadające tylko na Polskę, dlatego w rachunku lokalnym zostały pominięte.

Tabela 14. Koszty zewnętrzne - elektrownia konwencjonalna typu PC (4600 MW, 30 TWh/rok) - referencyjna

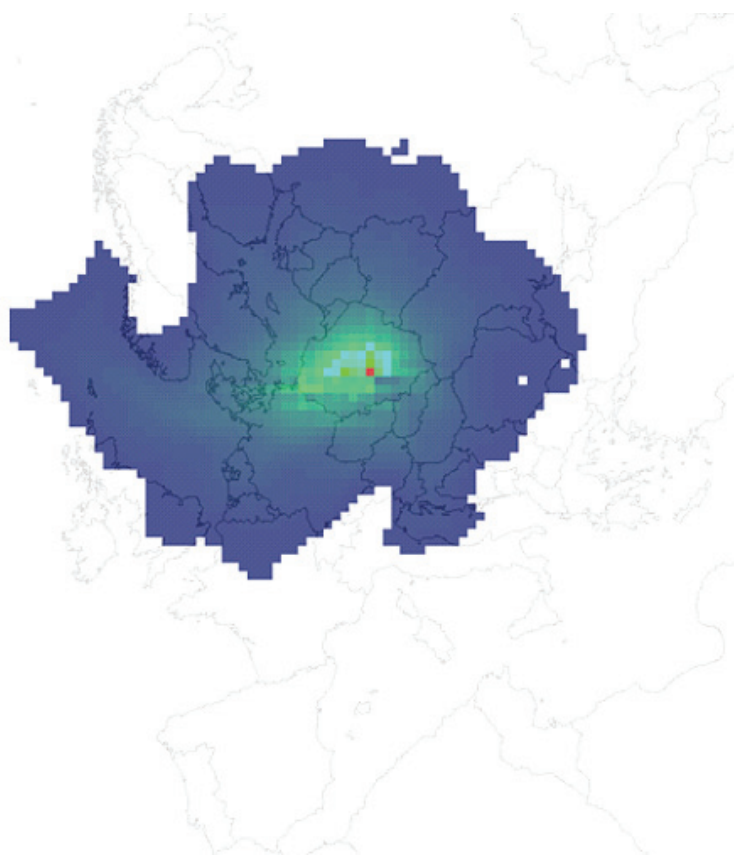
Kategoria kosztów	wszystkie kraje		tylko Polska	
	mln Euro/rok	cEuro/kWh	mln Euro/rok	cEuro/kWh
Loc+Reg: building material	5.53	0.02	5.53	0.02
Loc+Reg: crops Acid Deposition	-0.006	0.00	0	0.00
Loc+Reg: crops N deposition	-0.50	-0.001	-0.26	-0.001
Loc+Reg: crops O3	7.33	0.02	3.00	0.01
Loc+Reg: SIA_E_PPM	292.86	0.98	77.61	0.26
Hemispheric Scale	4.83	0.02	0	0
Biodiversity Losses due to Landuse Change	10.64	0.04	10.64	0.04
Biodiversity Losses due to Acidification Eutrophication	22.83	0.08	9.61	0.03
Greenhouse Gases	570.00	1.90	0	0
Suma	913.51	3.06	106.13	0.36

Źródło: opracowanie własne na podstawie wyników modelu EcoSenseWeb V 1.3

Tabela 15. Koszty zewnętrzne - elektrownia typu oxy-fuel (4600 MW, 30 TWh/rok) - referencyjna

Kategoria kosztów	wszystkie kraje		tylko Polska	
	mln Euro/rok	cEuro/kWh	mln Euro/rok	cEuro/kWh
Loc+Reg: building material	3.13	0.01	5.53	0.02
Loc+Reg: crops Acid Deposition	-0.004	0.00	0	0.00
Loc+Reg: crops N deposition	-0.21	-0.001	-0.10	0.00
Loc+Reg: crops O3	2.97	0.01	1.27	0.004
Loc+Reg: SIA_E_PPM	139.59	0.46	37.38	0.12
Hemispheric Scale	2.62	0.01	0	0
Biodiversity Losses due to Landuse Change	10.64	0.04	10.64	0.04
Biodiversity Losses due to Acidification Eutrophication	9.80	0.03	4.15	0.01
Greenhouse Gases	15.39	0.05	0	0
Suma	183.93	0.61	58.87	0.19

Źródło: opracowanie własne na podstawie wyników modelu EcoSenseWeb V 1.3



Rys. 3. Schemat rozprzestrzeniania zanieczyszczeń

Źródło: obliczenia własne na podstawie wyników EcoSenseWeb V 1.3

Najważniejszym elementem kosztów zewnętrznych są koszty zdrowotne, które rocznie dla jednej elektrowni konwencjonalnej typu PC o mocy 4600 MW wynoszą 141 mln Euro (dla Polski) oraz prawie 540 mln Euro dla wszystkich krajów objętych oddziaływaniem. Aby uzmysłowić sobie skalę niekorzystnych efektów zdrowotnych powodowanych emisją zanieczyszczeń gazowych w tabeli 16 przedstawiono poszczególne kategorie kosztów odnoszące się dla struktur wiekowych ludności, ich wycenę jednostkową, łączną liczbą przypadków oraz koszt przypadający na jednostkę produkcji.

Tabela 16. Struktura kosztów zdrowotnych dla elektrowni konwencjonalnej typu PC (4600 MW, 30 TWh/rok) (Loc+Reg: SIA_E_PPM)

Struktura wiekowa	Kategorie zdrowotne	Koszty, Euro/jedn.	Przypadki /TWh – tylko Polska	Przypadki /TWh – wszystkie kraje	tylko Polska		wszystkie kraje
					Koszt zdrowotny, cEuro/kWh	Koszt zdrowotny, mln Euro	Koszt zdrowotny, mln Euro
dorośli_20	Używanie inhalatora	1	49.87	126.7	4.99E-06	0.00	0.00
dorośli_27	Chroniczne zapalenie oskrzeli	200000	0.2825	0.7174	0.005649	1.70	4.30
dorośli_15	Chroniczny kaszel	38	498.8	1267	0.001896	0.57	1.44
dzieci_5_14	Używanie inhalatora	1	6.139	15.59	6.14E-07	0.00	0.00
dzieci_5_14	Chroniczny kaszel	38	317.2	805.6	0.001205	0.36	0.92
noworodki	Przypadki śmierci niemowląt	3000000	0.001041	0.002645	0.000312	0.09	0.24
Łącznie	Przyjęcia do szpitala z powodów chorób serca	2000	0.06608	0.1678	1.32E-05	0.00	0.01
Łącznie	Przyjęcia do szpitala z powodów chorób układu oddechowego	2000	0.107	0.2719	2.14E-05	0.01	0.02

dorośli_15_64	Dni niezdolności do pracy	295	177.5	480.5	0.005235	1.57	4.25
dorośli_18_64	występowanie RAD*	38	471.1	1276	0.00179	0.54	1.45
dorośli_30	Utrata roku życia – narażenie długookresowe	40000	8.305	22.49	0.03322	9.97	26.99
Łącznie	razem RAD	130	122.3	331.1	0.00159	0.48	1.29
dorośli_20	Używanie inhalatora	1	360.1	1449	3.60E-05	0.01	0.04
dorośli_27	Chroniczne zapalenie oskrzeli	200000	2.039	8.207	0.04079	12.23	49.24
dorośli_15	Chroniczny kaszel	38	3602	14500	0.01369	4.11	16.52
dzieci_5_14	Używanie inhalatora	1	44.33	178.4	4.43E-06	0.00	0.01
dzieci_5_14	Chroniczny kaszel	38	2290	9216	0.008703	2.61	10.51
noworodki	Przypadki śmieci niemowląt	3000000	0.00752	0.03026	0.002256	0.68	2.72
Łącznie	Hospitalizacja związ. z ch. ukl. Krążenia	2000	0.4772	1.92	9.54E-05	0.03	0.12
Łącznie	Hospitalizacja związana z ch. ukl. oddechowego	2000	0.7729	3.11	0.000155	0.05	0.19
dorośli_15_64	Dni niezdolności do pracy	295	1449	5776	0.04274	12.82	51.12
dorośli_18_64	występowanie RAD	38	3846	15300	0.01461	4.38	17.48
dorośli_30	Utrata roku życia – narażenie długookresowe	40000	67.8	270.3	0.2712	80.00	324.36
Łącznie	razem RAD	130	998.4	3981	0.01298	3.89	15.53
dorośli_18_64	występowanie RAD	38	1360	2911	0.00517	1.55	3.32
dorośli_20	Używanie inhalatora	1	484.6	1037	4.85E-05	0.01	0.03
dorośli_65	Hospitalizacja związana z ch. ukl. oddechowego	2000	0.3651	0.781	7.30E-05	0.02	0.05
dzieci_5_14	Kaszel	38	1925	4119	0.007316	2.19	4.70
dzieci_5_14	Chroniczny kaszel	38	331.2	708.7	0.001259	0.38	0.81
Łącznie	Utrata roku życia – narażenie krótkookresowe	60000	0.4117	0.8809	0.00247	0.74	1.59
Razem					0.47	141.00	539.40

*RAD Restricted Activity Days – dni ograniczonej aktywności zawodowej

Źródło: opracowanie własne na podstawie wyników modelu EcoSenseWeb V 1.3

Uwaga: niektóre kategorie oddziaływań pojawiają się kilkakrotnie, ponieważ dotyczą oddziaływań pyłu o średnicy do 10 μm , pyłu <2.5 μm oraz ozonu występujących jako zanieczyszczenia pierwotne oraz wtórne

Wyliczone wysokości kosztów zewnętrznych, tak w wymiarze absolutnym, jak i jednostkowym, są zróżnicowane i zależą od zastosowanej technologii. W strukturze kosztów dominują koszty zdrowotne (Lo-c+Reg: SIA_E_PPM) oraz koszty związane z globalnym ociepleniem. Dużo mniejszy zakres kosztów można zauważyć w przypadku zniszczeń materiałowych, ubytków plonów i strat bioróżnorodności. Charakterystyczne jest, iż w przypadku oddziaływania na uprawy rolne można zaobserwować pozytywne oddziaływanie emisji siarczanowych i azotanowych – jako skutek dodatkowego nawożenia zwiększającego plony. Około 26% kosztów zewnętrznych jest powodowanych w skali krajowej (bez efektu cieplarnianego), reszta zanieczyszczeń jest rozprzestrzeniana za granicę i tam powoduje szkody.

2.2 Dyskusja wyników

W tabeli 17 zamieszczono zbiorcze zestawienie wyliczonych za pomocą modelu EcoSenseWeb V 1.3 wysokości kosztów oraz danych kosztowych technologii referencyjnych z projektu NEEDS.

Tabela 17. Koszty zewnętrzne technologii energetycznych - zestawienie

Koszty zewnętrzne	Technologia energetyczna				
	konwen-cjonalna typu PC 4600 MW, 30 TWh/rok)	konwen-cjonalna typu PC 4600 MW, 30 TWh/rok) – referencyjna	typu oxy-fuel 4600 MW, 30 TWh/rok) – referencyjna	konwen-cjonalna typu PC 4600 MW, 30 TWh/rok) – referencyjna – dane NEEDS	typu oxy-fuel 4600 MW, 30 TWh/rok) – referencyjna – dane NEEDS
jednostkowe, cEuro/kWh	3.97	3.06	0.61	1.37	0.59
całkowite, mln Euro	1188	913	184	411	177

Uwaga: w przypadku technologii referencyjnych z projektu NEEDS przyjęto niską wysokość kosztów związanych ze zmianami klimatycznymi; dane dla roku 2025

Źródło: opracowanie własne na podstawie wyników modelu EcoSenseWeb V 1.3 oraz NEEDS, New Energy Externalities 2009

Rodzaj zastosowanej technologii energetycznej warunkuje zakres niekorzystnych efektów związanych z emisją zanieczyszczeń. Gdyby produkcja energii elektrycznej ze złóż w Legnicy i Gubinie odbywała się w elektrowni konwencjonalnej typu PC, bez instalacji CCS, lecz ze skutecznymi technologiami redukującymi emisję SO₂, NO_x i pyłów (ale tylko w granicach norm obowiązujących po 2015 roku - 200 mg/Nm₃ dla SO₂ i NO_x oraz 50 mg/Nm₃ dla pyłów), wówczas całkowity poziom kosztów zewnętrznych wyniósłby 1188 mln Euro rocznie, czyli 4989 mln zł (po kursie 4.2 zł/Euro). Zastosowanie tej samej technologii, jednak przy zachowaniu lepszych standardów emisyjnych (dane za projektem NEEDS dla typowej technologii referencyjnej), oznacza koszty rzędu 913 mln Euro rocznie, czyli około 3834 mln zł rocznie. Są one wyższe niż dla takiej samej technologii referencyjnej z projektu NEEDS. Należy to łączyć z tym, że koszty w niniejszej analizie były wyliczane dla konkretnej lokalizacji i danych technologicznych, co przy dużych rozmiarach elektrowni oznacza większy zasięg ich rozprzestrzeniania i wyższą koncentrację zanieczyszczeń. Wyliczony za pomocą modelu EcoSenseWeb V 1.3 poziom kosztów zewnętrznych wydaje się zatem być bardziej realny niż w przypadku technologii o średnich parametrach (referencyjnej). Natomiast zastosowanie technologii typu oxy-fuel pozwala zminimalizować niekorzystny wpływ zanieczyszczeń gazowych do poziomu 184 mln Euro rocznie, czyli 773 mln zł/rok.

Prawidłowy wybór technologii produkcji energii elektrycznej, oczywiście w wypadku powzięcia decyzji o eksploatacji złóż węgla brunatnego, powinien zatem bazować na wyliczonych tu jednostkowych kosztach zewnętrznych i jednostkowych kosztach produkcji, które wynoszą około 160-180 zł/MWh dla technologii konwencjonalnej i 293-314 zł/MWh (są to wielkości podane w projekcie Foresight Poltegoru). Prosty rachunek wskazuje na nieopłacalność budowy elektrowni typu oxy-fuel, co zresztą nie jest zaskoczeniem, mając na uwadze szacunki jednostkowych kosztów sekwestracji CO₂, które wynoszą 42–58 Euro/Mg unikniętego CO₂⁶. Sekwestracja CO₂, przy cenie uprawnień zbywalnego na poziomie nawet do 40 Euro/Mg, jest zatem ekonomicznie nieefektywna.

Wyliczony poziom rocznych i jednostkowych kosztów zewnętrznych generowanych przez technologie wykorzystujące jako paliwo węgiel brunatny wymaga istotnej weryfikacji. Zakładając, że jeśli energia elektryczna nie byłaby produkowana z projektowanych złóż węgla brunatnego, to należy szukać innych rozwiązań (technologii alternatywnych) pozwalających zaspokoić popyt na elektryczność. Pozostałe potencjalne technologie to nie tylko te wykorzystujące OZE, ale także węgiel kamienny lub poprawa efektywności energetycznej. Zatem wyliczony poziom całkowitych kosztów zewnętrznych powinien być porównany z kosztami zewnętrznymi generowanymi przez możliwe alternatywy. Odejście od produkcji energii pochodzącej z węgla brunatnego na rzecz OZE, np. w postaci energii wiatrowej, oznacza tym samym odpowiednie zmniejszenie wyliczonych kosztów.

W tabeli 18 przedstawiono wysokości kosztów zewnętrznych typowych technologii energetycznych, które liczone były w całym łańcuchu budowy, eksploatacji i zamknięcia technologii (analiza LCA). Jeśli produkowana energia z węgla brunatnego miałaby być zastąpiona np. technologią wiatrową, wówczas koszty zewnętrzne zmniejszyłyby się do 0.08 cEuro/kWh * 30 TWh/rok = 24 mln Euro rocznie. Inne alternatywy są droższe w sensie ponoszonych kosztów zewnętrznych⁷.

⁶ Niepublikowany raport pt. Analiza metod sekwestracji dwutlenku węgla oraz alternatywnych sposobów uzyskania jednostek unikniętych emisji w warunkach KGHM, IGSMiE PAN, Kraków 2011 (dane za: The Costs of CO₂ Capture Report, Post-demonstration CCS in the EU, The European Technology Platform on Zero Emission Fossil Fuel Power Plant, 2011).

⁷ W rzeczywistości sektorowy rachunek kosztów zewnętrznych jeszcze bardziej się komplikuje, gdyż powinniśmy rozpatrywać nie jedną technologię, ale mix technologiczny, uwarunkowany dostępnością poszczególnych surowców, źródeł OZE lub technologii konwencjonalnych.

3. Szacunek kosztów zewnętrznych powodowanych przez krajowy sektor energetyczny

Szacunek kosztów zewnętrznych powodowanych przez cały krajowy sektor energetyczny możliwy jest poprzez:

- wykorzystanie wcześniejszych szacunków jednostkowych kosztów technologii energetycznych wykorzystujących węgiel kamienny i brunatny w zł/MWh, przeprowadzonych dla parametrów techniczno-środowiskowych polskiej energetyki z roku 2005,
- określenie wielkości emisji zanieczyszczeń sektora energetycznego z roku 2010 i wykorzystanie wyliczonych wskaźników jednostkowych kosztów zewnętrznych przypadających na emisję 1 Mg poszczególnego rodzaju zanieczyszczenia.

W pierwszym przypadku można wykorzystać badania własne autora niniejszej ekspertyzy prowadzone w ramach prac w projekcie NEEDS i opublikowane w: Kudelko M., External costs of Power Plants – Results of the NEEDS Project, Rynek Energii, nr 4(84), Lublin 2009; Kudelko M., Suwała W., Kamiński J., Koszty zewnętrzne w energetyce – zastosowanie w badaniach modelowych, Studia, Rozprawy, Monografie nr. 139, Wydawnictwo IGSMiE PAN, Kraków 2007. To podejście prowadzi jednak do zawyżonych wysokości kosztów zewnętrznych, gdyż po 2005 roku polskie elektrownie przeprowadziły na szeroką skalę inwestycje środowiskowe, znacznie zmniejszające poziom rocznych emisji SO₂ i NO_x. Wyliczone tam wskaźniki kosztów zewnętrznych przypadających na jednostkę produkowanej energii są nieadekwatne do obecnych warunków.

Drugi sposób w lepszym stopniu odzwierciedla wysiłki modernizacyjne elektrowni w zakresie zmniejszenia ich negatywnego oddziaływania na środowisko. Wykorzystując te same badania autora można określić wysokość kosztów zewnętrznych powodowanych oddziaływaniem poszczególnych typów zanieczyszczeń. To podejście uwalnia od przeszacowania wyników, gdyż oparte jest na praktycznie niezmiennych w czasie jednostkowych wskaźnikach kosztowych. W celu porównawczym wykorzystano szacunki kosztów zewnętrznych dokonanych w projekcie NEEDS dla reprezentatywnego zbioru technologii energetycznych w Europie, o różnorodnych lokalizacjach, parametrach emisyjnych, wysokości kominia itp.

Podstawowym źródłem danych jest tabela 19, w której przedstawiono szacunki kosztów zewnętrznych dla 9 elektrowni, charakteryzujących typowe technologie generacji energii elektrycznej i ciepła w Polsce. Są to elektrownie spalające zarówno węgiel kamienny, jak i brunatny.

Obliczone średnie wysokości kosztów zewnętrznych mieściły się w szerokim przedziale od 3,37 cEuro/kWh (elektrownia Dolna Odra) do 13,31 cEuro/kWh (elektrownia Pątnów). Podane wielkości są dość zróżnicowane i zależą w dużym stopniu od typu wykorzystywanego paliwa, parametrów emisyjnych, wysokości kominia i lokalizacji elektrowni. Wzajemna kombinacja tych czynników powoduje, że najbardziej odczuwalne są skutki powodowane przez obiekty zlokalizowane w pobliżu dużych aglomeracji miejskich (np. elektrownie Łagisza i Ostrołęka) oraz obiekty pozbawione instalacji redukcji emisji zanieczyszczeń (Pątnów). Średnia wysokość kosztów zewnętrznych powodowanych przez krajowe elektrownie opalane węglem brunatnym wynosiła w 2005 roku 7,40 cEuro/kWh. W przypadku elektrowni opalanych węglem kamiennym wyliczony wskaźnik był mniejszy i wynosił 6,07 cEuro/kWh.

Tabela 19. Koszty zewnętrzne krajowych elektrowni dla 2005 roku, oddziaływanie - na wszystkie kraje

Kategoria kosztów	Siekierki		Ostroleka		Belchatow		Lagisza		Dolina Odra		Patnow		Adamow		Polaniec		Kozienice		
	mln Euro	cEuro/kWh	mln Euro	cEuro/kWh	mln Euro	cEuro/kWh	mln Euro	cEuro/kWh	mln Euro	cEuro/kWh	mln Euro	cEuro/kWh	mln Euro	cEuro/kWh	mln Euro	cEuro/kWh	mln Euro	cEuro/kWh	
straty lokalne i regionalne materiałowe	9.13	0.11	7.88	0.33	74.27	0.25	9.36	0.33	3.07	0.07	51.31	0.76	8.42	0.24	9.45	0.19	37.40	0.31	
straty lokalne i regionalne w zbiorach na skutek zakwaszenia	-0.14	0.00	-0.02	0.00	-0.16	0.00	-0.02	0.00	0.00	0.00	-0.11	0.00	-0.02	0.00	-0.02	0.00	-0.08	0.00	0.00
korzyści (straty) lokalne i regionalne w zbiorach na skutek efektu nawożenia	-0.02	0.00	0.02	0.00	-0.27	0.00	-0.11	0.00	-0.17	0.00	0.33	0.00	-0.06	0.00	-0.23	0.00	-0.07	0.00	0.00
straty lokalne i regionalne w zbiorach na skutek zwiększonej koncentracji ozonu	1.43	0.02	0.45	0.02	7.05	0.02	0.42	0.01	1.52	0.04	0.75	0.01	1.00	0.03	0.84	0.02	3.79	0.03	0.00
straty w zdrowiu ludzkim	153.46	1.80	108.98	4.56	1051.41	3.56	151.45	5.41	59.71	1.40	675.70	10.07	134.64	3.89	161.03	3.23	527.56	4.36	0.00
straty powodowane przez pierwotne i wtórne zanieczyszczenia objawiające się na skalę globalną (wszystkie kategorie)	5.89	0.07	4.48	0.19	42.57	0.14	5.45	0.19	2.14	0.05	28.16	0.42	5.04	0.15	5.76	0.12	21.61	0.18	0.00
utrata bioróżnorodności na skutek zmiany typu terenu na skutek budowy elektrowni	3.79	0.04	1.35	0.06	35.19	0.12	7.61	0.27	7.88	0.18	2.72	0.04	5.03	0.15	12.36	0.25	12.51	0.10	0.00
straty związane z globalnym ociepleniem	66.56	0.78	40.87	1.71	607.43	2.06	58.75	2.10	69.96	1.64	134.44	2.00	71.48	2.06	82.92	1.67	194.62	1.61	0.00
Suma	240.10	2.81	164.00	6.86	1817.48	6.16	232.91	8.32	144.11	3.37	893.31	13.31	225.52	6.51	272.10	5.46	797.34	6.60	0.00

Źródło: Kudelko 2009

W tabeli 20 przedstawiono wyliczone na podstawie tych samych danych jednostkowe koszty zewnętrzne powodowane przez emisję SO₂, NO_x i pyłów (frakcja „uśredniona”) dla rozpatrywanych elektrowni.

Tabela 20. Jednostkowe koszty zewnętrzne krajowych elektrowni dla 2005 roku, tys. Euro/Mg

Elektrownia	PM (średnio dla PM ₁₀ i PM _{2,5})	NO _x	SO ₂
Siekierki	13.8	6.8	6.5
Ostrołęka	10.0	5.7	6.8
Bełchatów	10.8	5.6	7.1
Łagisza	12.9	4.7	8.1
Dolna Odra	10.6	5.6	7.1
Pątnów	11.0	5.6	7.1
Adamów	10.9	5.6	7.1
Połaniec	14.2	4.7	8.1
Kozienice	9.8	5.7	6.8
Średnia	11.3	5.7	7,1

Źródło: Kudelko 2009

Najbardziej szkodliwa jest emisja pyłów (precyzyjnie mówiąc frakcji PM₁₀ i PM_{2,5}; ta ostatnia jest około 17 razy bardziej szkodliwa), szczególnie odczuwalna w skali lokalnej, w przypadku której średnia wysokość jednostkowych kosztów zewnętrznych wynosi 11300 Euro/Mg. Nieco mniejszą szkodliwość powoduje emisja związków siarki – 7100 Euro/Mg, natomiast stosunkowo najmniejsze negatywne skutki powoduje emisja związków NO_x – 5700 Euro/Mg.

Dla celów porównawczych w tabeli 21 przedstawiono wysokości jednostkowych kosztów zewnętrznych dla reprezentatywnego zbioru technologii energetycznych w Europie (projekt NEEDS). Wyniki podano dla obecnie istniejących warunków emisyjnych oraz tych, które obowiązywać będą w 2020 roku. Zgodnie z nimi emisja SO₂ powoduje łączne straty w wysokości 7079 Euro/Mg, NO_x – 8223 Euro/Mg a pyłów – 24261 Euro/Mg (frakcja < 2.5μm) i 1383 Euro/Mg (frakcja > 2.5μm). Przy proporcjach: frakcja < 2.5μm = 40% zawartości oraz frakcja > 2.5μm = 60% zawartości daje to średnio 10534 Euro/Mg pyłów. Za wyjątkiem NO_x są to więc wartości porównywalne z wyliczonymi dla warunków polskich.

W związku z powyższym w celu obliczenia kosztów zewnętrznych całego krajowego sektora energetycznego proponuje się przyjąć jednostkowe koszty zewnętrzne wyliczone dla konkretnych krajowych obiektów energetycznego spalania paliw.

Tabela 21.
Jednostkowy koszt zewnętrzny dla poszczególnych typów zanieczyszczeń powietrza, Euro/jedn.

Wykorzystanie gruntów		Emisja w 2010				Emisja w 2020			
		zdrowie	Bioróżnorodność	uprawy	zniszczenie materialne	zdrowie	Bioróżnorodność	uprawy	zniszczenie materialne
NH3	€/t	9485	3409	-183		5840	3440	-183	
Lotne związki org. poza metanem	€/t	941	-70	189		595	-50	103	
NO %	€/t	5722	942	328	71	6751	906	435	131
PPM co (2,5-10 µm)	€/t	1327				1383			
PPM 2,5 (<2,5 µm)	€/t	24570				24261			
SO2	€/t	6348	184	-39	259	6673	201	-54	259
Cd	€/t	83726				83726			
As	€/t	529612				529612			
Ni	€/t	2301				2301			
Pb	€/t	278284				278284			
Hg	€/t	8000000				8000000			
Cr	€/t	13251				13251			
Cr-VI	€/t	66256				66256			
Formaldehyd	€/t	200				200			
Dioksyne	€/t	3,70E-09				3,70E-09			
Aerozole, sub. radioakt	€/kBq	2,57E-04				2,57E-04			
Węgiel-14	€/kBq	1,40E-03				1,40E-03			
Tryt	€/kBq	5,10E-07				5,10E-07			
Jod-131	€/kBq	2,61E-03				2,61E-03			
Jod-133	€/kBq	3,76E-07				3,76E-07			
Krypton-85	€/kBq	2,75E-08				2,75E-08			
Gazy szlachetne, radioaktywne	€/kBq	5,53E-08				5,53E-08			
Tor-230	€/kBq	3,86E-03				3,86E-03			
Uran-234	€/kBq	1,03E-03				1,03E-03			
Uran-235	€/kBq	8,40E-04				8,40E-04			
Uran-238	€/kBq	9,01E-04				9,01E-04			
Emisja do wody									
Węgiel-14	€/kBq	9,38E-06				9,38E-06			
Tryt	€/kBq	1,09E-07				1,09E-07			
Jod-131	€/kBq	8,17E-03				8,17E-03			
Krypton-85	€/kBq	2,75E-08				2,75E-08			
Uran-234	€/kBq	2,55E-05				2,55E-05			
Uran-235	€/kBq	9,20E-05				9,20E-05			
Uran-238	€/kBq	2,53E-04				2,53E-04			

Źródło: NEEDS, New Energy Externalities 2009

W Tabeli 22 przedstawiono odpowiednie wyliczenia, które bazują na średnich wielkościach jednostkowych kosztów zewnętrznych wyliczonych dla poszczególnych rodzajów zanieczyszczeń oraz danych emisyjnych charakteryzujących krajowy sektor energetyczny, czyli elektrownie i elektrociepłownie zawodowe (dane za 2010 rok, Statystyka elektroenergetyki 2011), czyli elektrownie spalające węgiel brunatny i kamienny oraz elektrociepłownie, w tym gazowe. Zaprezentowane wyniki kalkulacji kosztów zewnętrznych nie obejmują kosztów generowanych przez elektrownie przemysłowe i pozostałe zakłady wytwarzające elektryczność i ciepło na rynek lokalny.

Tabela 22.

Koszty zewnętrzne powodowane przez sektor energetyczny* w Polsce w roku 2011, mln Euro

	pył	NO _x	SO ₂	CO ₂	Razem
jedn. koszt zewnętrzny, tys. Euro/Mg	11.3	5.7	7.1	0.019**	
emisja, tys. Mg	21.6	238.8	378.3	148573	
całkowity koszt zewnętrzny, mln Euro	244	1361	2686	2823	7114
z tego koszty zdrowotne, mln Euro***	241	1002	2406	brak danych	3648

* Elektrownie i elektrociepłownie zawodowe

** Dane za projektem NEEDS

*** Koszty zdrowotne obliczono na podstawie ich wysokości w całkowitych kosztach generowanych przez poszczególne rodzaje zanieczyszczeń (98% dla pyłów, 73% dla NO_x i 89% dla SO₂ – bez kosztów globalnego ocieplenia).

Źródło: obliczenia własne na podstawie Kudelko 2009 i Statystyka elektroenergetyki 2011

Całkowite koszty zewnętrzne powodowane przez krajowy sektor energetyczny wynoszą 7.1 mld Euro/rok, w tym koszty zdrowotne to około 3.6 mld Euro/rok (bez ewentualnych kosztów związanych z globalnym ociepleniem). Dla porównania szacunki autora z roku 2005 podawały wartość 11.8 mld Euro/rok, co oznacza znaczny ich spadek, głównie w wyniku znaczącej redukcji emisji SO₂ i NO_x. Przy obecnym kursie 4.2 zł/Euro oznacza to 29.8 mld zł/rok, czyli około 2.1% krajowego PKB z roku 2010, który wynosił 1415 mld zł. Nawet jeśli pominiemy - kwestionowany przez niektórych niekorzystny (ale brany pod uwagę w modelach ekonomicznych) wpływ CO₂ - straty wynosić będą 4.3 mld euro.

Podobnie jak w przypadku pojedynczych elektrowni rachunek ten może być zweryfikowany o wysokość kosztów zewnętrznych, które byłyby generowane dla najlepszej możliwej alternatywy. Taką alternatywą może być np. większe wykorzystanie potencjału OZE w Polsce do generacji elektryczności i ciepła. Jeśli za taki uznamy wymagany w przepisach UE 20% udział OZE w strukturze produkcji energii, to przy obecnym około 10% udziale OZE wielkości emisji zanieczyszczeń gazowych się zmniejszą, choć nie aż tak znacząco. Dla takiej struktury produkcji energii poziom kosztów zewnętrznych wyniósłby około 6.3 mld Euro/rok. Różnica między 7.1 i 6.3, czyli 0.8 mld Euro/rok wskazuje skalę poprawy stanu środowiska w sensie unikniętych kosztów zewnętrznych dla tak zdefiniowanej alternatywy⁸.

⁸ Lepszym rozwiązaniem jest zastosowanie modelu matematycznego do optymalizacji długoterminowego rozwoju krajowego sektora energetycznego. Jego wyniki, pod warunkiem że minimalizowane będą wszystkie składniki kosztów, w tym także koszty zewnętrzne (tzw. pełna internalizacja kosztów zewnętrznych) wskazują na optymalny mix technologiczny, uzyskany dla rzeczywistych warunków podaży, popytu i środowiskowych kraju. W rezultacie otrzymujemy optymalny poziom emisji zanieczyszczeń, a tym samym optymalny – nie do uniknięcia - poziom kosztów zewnętrznych Autor przeprowadził tego typu badania, gdzie udowodnił, że w wariancie optymalnym wysokość kosztów zewnętrznych jest prawie trzykrotnie niższa niż w wariancie bez internalizacji kosztów. Rozważania te jednak wykraczają poza ramy tego opracowania.

Pełny rachunek kosztów zewnętrznych związanych z funkcjonowaniem projektowanych kompleksów węglowo-energetycznych w rejonie Legnicy i Gubina nie jest, na obecnym etapie, możliwy. Brak przede wszystkim metodyki szacowania kosztów związanych z budową i eksploatacją kopalń węgla brunatnego. Niekompletny jest także szacunek kosztów związanych z wykorzystaniem węgla brunatnego w procesie energetycznego spalania. W tym przypadku koszty szacowane są tylko dla emitowanych zanieczyszczeń gazowych, brak takich negatywnych kategorii oddziaływania, jak składowanie odpadów czy zanieczyszczenia wód podziemnych. Niemniej jednak przedstawione w pracy wyliczenia odzwierciedlają niekorzystne skutki odnoszące się do najpoważniejszego zagrożenia, jakim są emisje zanieczyszczeń gazowych SO₂, NO_x, pyłów i CO₂. Zastosowana w pracy metodyka ExternE, bazująca na modelu EcoSenseWeb V 1.3, jest najbardziej kompleksową próbą szacunku negatywnych skutków związanych z funkcjonowaniem obiektów energetycznych, jaka do tej pory powstała.

Otrzymane wyniki wskazują, że zakres niekorzystnych skutków zależy od typu technologii energetycznej spalającej węgiel brunatny. Dla dwóch rozważanych technologii - konwencjonalna PC (4*1150 MW, 30 TWh/rok), w dwóch wariantach, uwzględniających emisję tylko na etapie produkcji oraz emisję w całym cyklu życia elektrowni, oraz typu oxy-fuel (również 4*1150 MW, 30 TWh/rok) - dla parametrów technologicznych podobnych jak w elektrowni Bełchatów - uzyskano odmienne wysokości kosztów zewnętrznych. Funkcjonowanie technologii tradycyjnej PC o mocy 4600 MW bez instalacji CCS, spełniającej standardy emisyjne obowiązujące po 2015 roku, lecz tylko w granicach norm, generuje koszty zewnętrzne na poziomie około **5 mld zł/rok**. Funkcjonowanie tej samej technologii, jednak przy zachowaniu ostrzejszych standardów emisyjnych (dane za projektem NEEDS dla typowej technologii referencyjnej) oznacza koszty rzędu **3.8 mld zł/rok**. Technologia oxy-fuel pozwala zminimalizować niekorzystny wpływ zanieczyszczeń gazowych do poziomu **0.7 mld zł/rok**. Wielkości te należy podwoić, jeśli rozważamy budowę dwóch elektrowni zlokalizowanych w okolicach Legnicy oraz Gubina. Są to koszty, które nie będą uwzględnione w rachunku ekonomicznym przedsiębiorstw energetycznych, lecz będą ponoszone przez społeczeństwo. W strukturze kosztów zewnętrznych dominują koszty zdrowotne oraz koszty związane z globalnym ociepleniem. Dużo mniejszy zakres kosztów dotyczy zniszczeń materiałowych, ubytków plonów i strat bioróżnorodności. Hipotetyczne całkowite zastąpienie produkcji energii z obu elektrowni konwencjonalnych typu PC (Legnica i Gubin) elektrowniami wiatrowymi oznaczałoby uniknięcie **9.9 mld zł/rocznie** kosztów zewnętrznych.

Biorąc pod uwagę szkodliwość poszczególnych rodzajów zanieczyszczeń gazowych, które oszacowano na poziomie 11300 Euro/Mg dla pyłów (średnio dla obu frakcji), 7100 Euro/Mg dla SO₂ i 5700 Euro/Mg dla NO_x, wyliczono koszty zewnętrzne powodowane przez cały krajowy sektor energetyczny, które wynoszą około **30 mld zł/rok**, co stanowi około **2.1%** krajowego PKB z 2010 roku.

Ze względu na ich znaczącą skalę koszty zewnętrzne poszczególnych technologii powinny być brane pod uwagę przy decydowaniu o kierunkach rozwoju całego sektora energetycznego. Choć wyniki niniejszej ekspertyzy nie są wystarczające dla jednoznacznej oceny zasadności budowy kompleksów węglowo-energetycznych w rejonie Legnicy i Gubina, stanowi ona przykład tego, jak należy realizować badania kosztów zewnętrznych i powinna posłużyć za punkt odniesienia dla kompleksowej oceny tych kosztów dla projektowanych mixów energetycznych w perspektywie roku 2030 lub 2050.

Podstawą właściwej oceny powinno być określenie przyszłej roli węgla brunatnego w bilansie energetycznym kraju. To z kolei wymaga zastosowania odpowiedniej metodyki opartej na podejściu systemowym, zmierzającym do szczegółowej analizy perspektyw rozwoju krajowego sektora energetycznego, uwzględniającego szereg ograniczeń, takich jak dostępność paliw energetycznych, możliwości i potencjał wykorzystania OZE i zwiększenia efektywności energetycznej, wiarygodna prognoza popytowa na energię elektryczną, przepisy środowiskowe EU, znajomość szczegółowych parametrów techniczno-ekonomiczno-środowiskowych technologii energetycznych itp. Analiza tego rodzaju, uwzględniająca wspomniane uwarunkowania, pozwoliłaby inaczej i w sposób bardziej udokumentowany niż dotychczas spojrzeć na preferowane kierunki rozwoju krajowej energetyki. Właściwa analiza kosztów zewnętrznych dla możliwych scenariuszy rozwoju polskiego sektora energetycznego powinna stać się przyczynkiem do rewizji obowiązującej obecnie Polityki Energetycznej Polski do roku 2030, która zakłada zwiększenie udziału OZE w zużyciu końcowym energii tylko o jeden punkt proc. w ciągu następnej dekady, czyli z 15% w 2020 do jedynie 16% w 2030r, przy utrzymaniu dalszej dominacji źródeł węglowych.

Literatura

1. Bednarczyk J., Perspektywiczne scenariusze rozwoju wydobycia i przetworzenia węgla brunatnego na energię elektryczną, *Polityka Energetyczna*, Tom 11, zeszyt 1, Wydawnictwa IGSMiE PAN, 2008.
2. Brode R. W., JieFu Wang, 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.
3. Derwent R. G., Nodop K., Long-range Transport and Dispersion of Acid Nitrogen Species in North-west Europe, *Nature* 324, 1986.
4. EcoSenseWeb V 1.3, User's Manual, IER 2008.
5. ExternE – Externalities of Energy. Methodology 2005 Update, European Commission, 2005.
6. Friedrich R., Voss A., External costs of electricity generation, *Energy Policy*, Vol. 21, no 2, Elsevier Science, Amsterdam, 1993.
7. Kudetko M., External costs of Power Plants – Results of the NEEDS Project, *Rynek Energii*, nr 4(84), Lublin 2009.
8. Kudetko M., Suwała W., Kamiński J., Koszty zewnętrzne w energetyce – zastosowanie w badaniach modelowych, *Studia, Rozprawy, Monografie nr. 139*, Wydawnictwo IGSMiE PAN, Kraków 2007, str. 72.
9. NEEDS, New Energy Externalities Developments for Sustainability, External costs from emerging electricity generation technologies, Deliverable n° 6.1 – RS1a, 2009.
10. Niepublikowany raport pt. „Analiza metod sekwestracji dwutlenku węgla oraz alternatywnych sposobów uzyskania jednostek unikniętych emisji w warunkach KGHM”, IGSMiE PAN, Kraków 2011.
11. Statystyka elektroenergetyki polskiej 2010, ARE SA, Warszawa 2011.
12. The Costs of CO2 Capture Report, Post-demonstration CCS in the EU, The European Technology Platform on Zero Emission Fossil Fuel Power Plant, 2011.