

Marek Łukasz Michalski*

System ocen procesów wytwarzania energii elektrycznej w warunkach otwartej gospodarki rynkowej¹

1. Wstęp

Dostarczenie energii elektrycznej do nabywców wymaga utworzenia nowoczesnej infrastruktury do wytwarzania, przesyłu i dystrybucji. Jest to proces długotrwały, kapitałochłonny i wieloaspektowy, szczególnie w przemyśle wytwarzania energii elektrycznej.

Krajowy przemysł wytwarzania energii elektrycznej jest przestarzały i charakteryzuje się dużym stopniem zużycia technicznego i ekonomicznego [15]. Wiele krajowych elektrowni i elektrociepłowni, niespełniających wymogów UE w zakresie ochrony środowiska naturalnego, musi być w najbliższych latach zmodernizowanych lub zlikwidowanych, a miejsce zlikwidowanych muszą zająć nowe obiekty.

Prowadzone w ostatnich latach przedsięwzięcia inwestycyjne mają na celu budowę nowych bloków produkcyjnych oraz modernizację istniejących, głównie w celu zredukowania szkodliwych emisji. Inwestycje różnią się pod względem kapitałochłonności, długości okresu zwrotu nakładów, przewidywanych strat w środowisku naturalnym i wielkości zużycia zasobów energii pierwotnej.

Metody oceny efektywności ekonomicznej projektów inwestycyjnych na podstawie przewidywanych strumieni pieniężnych, w tym okresów zwrotu, wskaźników rentowności, stóp zwrotu i wartości bieżących netto, są na ogół znane. W literaturze można również znaleźć modele systemów elektroenergetycznych oparte na równowadze cząstkowej. Sposób uwzględnienia w tych metodach aspektu ekologicznego i społecznego wciąż budzi kontrowersje i wymaga zbada-

* Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, Wydział Zarządzania, Katedra Ekonomii i Ekonometrii.

¹ Praca naukowa finansowana ze środków na naukę w latach 2009–2010 jako projekt badawczy.

nia. Ponieważ przetwarzanie surowców energetycznych wywołuje duże szkody w środowisku naturalnym, konieczne jest opracowanie kompleksowego systemu oceny efektywności ekonomicznej, ekologicznej i społecznej wytwarzania energii elektrycznej; oceny uwzględniającej specyfikę wytwarzania energii elektrycznej z węglowodorów, paliwa jądrowego i odnawialnych źródeł energii.

2. Założenia systemu ocen z wielokryterialną optymalizacją

Inwestowanie w moce wytwórcze, modernizacja, dalsza eksploatacja lub likwidacja istniejących elektrowni i elektrociepłowni są podstawowymi formami wyboru działalności gospodarczej w przemyśle wytwarzania energii elektrycznej. Kryterium wyboru optymalnych działań powinna być minimalizacja kosztu wytwarzania, co przyjęto jako podstawowy cel konstrukcji proponowanego modelu.

Problem systemowego ujęcia ocen jest jednak złożony, gdyż przedsiębiorca ma zazwyczaj liczne ograniczenia, które wpływają na ostateczny kształt procesów wytwarzania energii elektrycznej. Najczęściej spotykane są ograniczenia nakładów inwestycyjnych, koszt kapitału, kontrakty, z których wynikają zobowiązania dotyczące zakupu paliwa i/lub wielkości produkcji, uwarunkowania regionalne (np. zapotrzebowanie na energię oraz dostępna infrastruktura przesyłowa), ograniczenia emisji zanieczyszczeń i regulacje prawne (np. określające minimalny stopień wykorzystania odnawialnych źródeł energii).

Sprawne zarządzanie tymi procesami wymagana wielokryterialnej optymalizacji, opartej na równowadze cząstkowej, która jest podstawowym narzędziem analizy ekonomicznej w przypadku pojedynczego produktu na rynku [18]. W celu dokonania optymalizacji konieczne jest ustalenie zbioru informacji niezbędnych do oceny parametrów technicznych i ekonomicznych procesu wytwarzania energii elektrycznej.

Parametry techniczne ograniczono do czynników niezbędnych do przeprowadzenia wielostronnej oceny efektywności procesów wytwarzania energii elektrycznej. Poza mocą znamionową istotny jest **średnioroczny wskaźnik wykorzystania mocy znamionowej**, który wskazuje, w jakim stopniu przewidywane jest wykorzystanie mocy produkcyjnych. W przypadku technologii produkcji o dużych kosztach zmiennych, stosowanej np. w elektrowniach gazowych, w krótkim okresie producenci mogą przyjąć strategię zaniechania wytwarzania energii elektrycznej, gdy cena na rynku jest zbyt niska, by pokryć koszty zmienne. W długim okresie, gdy cena nie pokrywa kosztu całkowitego, należy jednak zakończyć produkcję.

Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła generuje antydobry, które występują zazwyczaj w formie emisji szkodliwych substancji, ale mogą też obejmować inne

formy, na przykład zalewanie terenów przy hydroelektrowniach, hałas wiatraków lub wyjaławianie ziemi przez intensywną produkcję biopaliw. W przypadku każdego negatywnego efektu zewnętrznego, czyli powstawania antydobra, za istotne i zarazem wystarczające w systemie ocen uznano dwa parametry techniczne (nie wliczając w to parametrów ekonomicznych omówionych w dalszej części artykułu): jednostkową produkcję danego antydobra w przeliczeniu na jednostkę energii elektrycznej oraz roczną produkcję tego antydobra.

Zmienne ekonomiczne systemu ocen obejmują koszt kapitału, nakłady inwestycyjne, koszty paliwa i eksploatacji, przychód za energię ciepłą, koszty zewnętrzne oraz przychód z (lub koszt) likwidacji obiektu. Zdyskontowane nakłady inwestycyjne przeliczono na jednostkę wytwarzanej energii elektrycznej. Podobnie koszt paliwa i koszt eksploatacji podzielono na wartości całkowite zdyskontowane, roczne oraz obliczane na ich podstawie zdyskontowane jednostkowe w przeliczeniu na jednostkę wytwarzanej energii elektrycznej. W ten sam sposób ujęto przychód z wytwarzanej energii cieplnej oraz przychód z (lub koszt) likwidacji obiektu.

3. Prezentacja matematycznego modelu z wielokryterialną optymalizacją

Podstawowym wymogiem prawidłowej oceny długoterminowych inwestycji jest uwzględnienie wartości pieniądza w czasie przez zastosowanie odpowiedniej stopy dyskontowej. Na wstępie w równaniach (1) i (2) oblicza się odpowiednio średnioważony koszt kapitału własnego oraz kapitału obcego na podstawie kosztów poszczególnych źródeł finansowania i udziałów w finansowaniu danej inwestycji. Następnie za pomocą równania (4) można obliczyć stopę dyskontową, uwzględniając tzw. tarczę podatkową.

$$rE_i = \frac{\sum_{j=1}^{nE_i} rE_{i,j}}{nE_i} \quad (\%), \quad (1)$$

$$rD_i = \frac{\sum_{k=1}^{nD_i} rD_{i,k}}{nD_i} \quad (\%) \quad (2)$$

$$bE_i + bD_i = 100\%, \quad (3)$$

$$r_i = rE_i \times bE_i + (1 - rCIT_i) \times rD_i \times bD_i \quad (\text{4})$$

gdzie dla obiektu „i”:

- r_i – stopa dyskontowa (%),
- $rE_{i,j}$ – koszt kapitału własnego z dowolnego źródła „j” (%),
- bE_i – udział kapitału własnego (%),
- nE_i – liczba źródeł kapitału własnego,
- $bD_{i,k}$ – udział kapitału obcego ze źródła „k” (%),
- $rCIT_i$ – stopa podatku dochodowego dla przedsiębiorstw,
- rE_i – średnioważony koszt kapitału własnego,
- $bE_{i,j}$ – udział kapitału własnego ze źródła „j” (%),
- rD_i – średnioważony koszt kapitału obcego (%),
- $rD_{i,k}$ – koszt kapitału obcego ze źródła „k” (%),
- bD_i – udział kapitału obcego (%),
- nD_i – liczba źródeł kapitału obcego.

Źródło: opracowanie własne

Struktura źródeł finansowania może różnić się w przypadku poszczególnych obiektów, tak więc stopa dyskontowa może również być odmienna i powinna być obliczona oddzielnie dla każdego obiektu. Pozwala to uwzględnić specyficzne źródła finansowania, jak na przykład niskooprocentowane kredyty przewidziane w celu wsparcia nowatorskich i/lub niskoemisyjnych elektrowni i elektrociepłowni.

Wszystkie przepływy pieniężne są dyskontowane do roku bazowego, co zapewnia porównywalność. W równaniach od (5) do (7) można obliczyć kolejno: długości okresu budowy, eksploatacji i cyklu życia obiektu, które wykorzystano w kolejnych analizach. Podobnie jak w przypadku stopy dyskontowej, wartości te powinny być określone osobno dla każdego obiektu:

$$B_i = YS_i - Y0 \quad (\text{lata}) \quad (\text{5})$$

$$M_i = YN_i - YS_i \quad (\text{lata}) \quad (\text{6})$$

$$N_i = YN_i - Y0 \quad (\text{lata}) \quad (\text{7})$$

gdzie dla obiektu „i”:

- B_i – długość okresu budowy,
- N_i – długość cyklu życia,
- YS_i – rok rozpoczęcia eksploatacji,
- M_i – długość okresu eksploatacji,
- $Y0$ – rok bazowy,
- YN_i – rok zakończenia eksploatacji.

Źródło: opracowanie własne

Na podstawie mocy znamionowej i przewidywanego współczynnika jej wykorzystania, przy pomocy równań (8) i (9), można obliczyć roczną produkcję energii elektrycznej i ciepłej. Zmiana wartości pieniądza w czasie powoduje, że energia wytworzona w późniejszych okresach ma mniejszą wartość od energii wytworzonej wcześniej, dlatego w równaniach (10) i (11) oblicza się całkowitą zdyskontowaną produkcję energii elektrycznej i ciepłej dla danego obiektu.

$$yQE_i = ME_i (\text{MW}) \times wE_i \left(\frac{8760 \text{ h}}{1 \text{ rok}} \right) \left(\frac{1 \text{ GWh}}{1000 \text{ MWh}} \right) \quad (\text{GWh/rok}) \quad (8)$$

$$yQH_i = MH_i (\text{MW}) \times wH_i \left(\frac{8760 \text{ h}}{1 \text{ rok}} \right) \left(\frac{3,6 \text{ GJ}}{1 \text{ MWh}} \right) \left(\frac{1 \text{ TJ}}{1000 \text{ GJ}} \right) \quad (\text{TJ/rok}) \quad (9)$$

$$rQE_i = \frac{\sum_{t=1}^{M_i} \frac{yQE_i}{(1+r_i)^t}}{(1+r_i)^{B_i}} \quad (\text{GWh}), \quad (10)$$

$$rQH_i = \frac{\sum_{t=1}^{M_i} \frac{yQH_i}{(1+r_i)^t}}{(1+r_i)^{B_i}} \quad (\text{TJ}) \quad (11)$$

gdzie dla obiektu „i”:

- ME_i – znamionowa moc elektryczna netto (MW),
- wE_i – współczynnik wykorzystania znamionowej mocy elektrycznej netto (%),
- MH_i – znamionowa moc ciepła netto (MW),
- wH_i – współczynnik wykorzystania znamionowej mocy ciepłej netto (%),
- yQE_i – roczna produkcja energii elektrycznej (GWh/rok),
- yQH_i – roczna produkcja energii ciepłej (TJ/rok),
- rQE_i – całkowita zdyskontowana produkcja energii elektrycznej (GWh),
- rQH_i – całkowita zdyskontowana produkcja energii ciepłej (TJ).

Źródło: opracowanie własne

Ustalenie wielkości produkcji energii elektrycznej pozwala oszacować zużycie energii pierwotnej. Punktem wyjścia jest jednostkowe zużycie energii pierwotnej w przeliczeniu na jednostkę energii elektrycznej (por. równanie (12)) uzależnione od sprawności procesu wytwarzania. Na podstawie jednostkowego zużycia energii pierwotnej w równaniu (13) oblicza się roczne zużycie energii pierwotnej. Odpowiada to zużyciu paliw kopalnych, biopaliw lub paliwa jądrowego. Wyjątkiem są

procesy wykorzystujące darmowe odnawialne źródła energii, takie jak energię przepływu wody, wiatru, geotermalną i słoneczną, których źródło nie podlega zużyciu. W przypadku procesów produkcyjnych wykorzystujących paliwa kopalne i biopaliwa w równaniach (15) i (16) można obliczyć odpowiednio roczny i całkowity zdyskontowany koszt paliwa.

$$qQF_i = \frac{\left(\frac{3,6 \text{ GJ}}{\text{MWh}}\right)}{uE_i} \text{ (GJ/MWh)} \quad (12)$$

$$yQF_i = qQF_i \left(\frac{\text{GJ}}{\text{MWh}}\right) \left(\frac{1 \text{ TJ}}{1000 \text{ GJ}}\right) \times yQE_i \left(\frac{\text{GWh}}{\text{rok}}\right) \left(\frac{1000 \text{ MWh}}{1 \text{ GWh}}\right) \text{ (TJ/rok)} \quad (13)$$

$$cF_i = qQF_i \left(\frac{\text{GJ}}{\text{MWh}}\right) \times cQF_i \left(\frac{\text{zł}}{\text{GJ}}\right) \text{ (zł/MWh)} \quad (14)$$

$$yF_i = yQF_i \left(\frac{\text{TJ}}{\text{rok}}\right) \left(\frac{1000 \text{ GJ}}{1 \text{ TJ}}\right) \times cF_i \left(\frac{\text{zł}}{\text{GJ}}\right) \left(\frac{1 \text{ mln zł}}{10^6 \text{ zł}}\right) \text{ (mln zł/rok)} \quad (15)$$

$$rF_i = \frac{\sum_{t=1}^{M_i} \frac{yF_i}{(1+r_i)^t}}{(1+r_i)^{B_i}} \text{ (mln zł)} \quad (16)$$

gdzie dla obiektu „i”:

- uE_i – sprawność wytwarzania energii elektrycznej (%),
- qQF_i – jednostkowe zużycie energii pierwotnej (GJ/MWh),
- yQF_i – roczne zużycie energii pierwotnej (TJ/rok),
- cQF_i – koszt jednostki paliwa (zł/GJ),
- cF_i – koszt paliwa na jednostkę energii elektrycznej (zł/MWh),
- yF_i – roczny koszt paliwa (mln zł/rok),
- rF_i – całkowity zdyskontowany koszt paliwa (mln zł).

Źródło: opracowanie własne

Koszt eksploatacji obiektu stanowi sumę kosztów stałych i zmiennych (nie wliczając kosztu paliwa, który jest wyodrębniony), zgodnie z równaniem (17). Na tej podstawie w równaniach (18) i (19) oblicza się odpowiednio roczny i całkowity zdyskontowany koszt eksploatacji obiektu:

$$cU_i = cUzm_i \left(\frac{\text{zł}}{\text{MWh}} \right) + \frac{yUst_i \left(\frac{\text{zł}}{\text{kW} \cdot \text{rok}} \right) \left(\frac{1000 \text{ kW}}{1 \text{ MW}} \right) \times ME_i (\text{MW})}{yQE_i \left(\frac{\text{GWh}}{\text{rok}} \right) \left(\frac{1000 \text{ MWh}}{1 \text{ GWh}} \right)} \quad (\text{zł/MWh}) \quad (17)$$

$$yU_i = yQE_i \left(\frac{\text{GWh}}{\text{rok}} \right) \left(\frac{1000 \text{ MWh}}{1 \text{ GWh}} \right) \times cU_i \left(\frac{\text{zł}}{\text{MWh}} \right) \left(\frac{1 \text{ mln zł}}{10^6 \text{ zł}} \right) \quad (\text{mln zł/rok}) \quad (18)$$

$$rU_i = \frac{\sum_{t=1}^{M_i} \frac{yU_i}{(1+r_i)^t}}{(1+r_i)^{B_i}} \quad (\text{mln zł}) \quad (19)$$

gdzie dla obiektu „i”:

$yUst_i$ – roczny stały koszt eksploatacji (zł/kW/rok),

$cUzm_i$ – zmienny koszt eksploatacji (zł/MWh),

cU_i – koszt eksploatacji na jednostkę energii elektrycznej (zł/MWh),

yQE_i – roczna produkcja energii elektrycznej (GWh/rok),

yU_i – roczny koszt eksploatacji (mln zł/rok),

rU_i – całkowity zdyskontowany koszt eksploatacji (mln zł).

Źródło: opracowanie własne

Ponieważ system ocen odnosi się do zarządzania procesami wytwarzania energii elektrycznej, sprzedaż energii cieplnej traktowana jest jako dodatkowy strumień przychodu, obniżającego koszt wytwarzania energii elektrycznej, a cena energii cieplnej jest traktowana jako czynnik zewnętrzny. Uwzględniając to założenie, w równaniu (20) oblicza się roczny przychód ze sprzedaży energii cieplnej, a następnie w równaniu (21) przychód ze sprzedaży energii cieplnej w przeliczeniu na jednostkę energii elektrycznej, oraz w równaniu (22) całkowity zdyskontowany przychód ze sprzedaży energii cieplnej.

$$yH_i = yQH_i \left(\frac{\text{TJ}}{\text{rok}} \right) \left(\frac{1000 \text{ GJ}}{1 \text{ TJ}} \right) \times dQH_i \left(\frac{\text{zł}}{\text{GJ}} \right) \left(\frac{1 \text{ mln zł}}{10^6 \text{ zł}} \right) \quad (\text{mln zł/rok}) \quad (20)$$

$$dH_i = \frac{yH_i \left(\frac{\text{mln zł}}{\text{rok}} \right) \left(\frac{10^6 \text{ zł}}{1 \text{ mln zł}} \right)}{yQE_i \left(\frac{\text{GWh}}{\text{rok}} \right) \left(\frac{1000 \text{ MWh}}{1 \text{ GWh}} \right)} \quad (\text{zł/MWh}) \quad (21)$$

$$rH_i = \frac{\sum_{t=1}^{M_i} \frac{yH_i}{(1+r_i)^t}}{(1+r_i)^{B_i}} \text{ (mln zł)} \quad (22)$$

gdzie dla obiektu „i”:

yQH_i – roczna produkcja energii cieplnej (TJ/rok),

yQE_i – roczna produkcja energii elektrycznej (GWh/rok),

dQH_i – przychód za jednostkę energii cieplnej (zł/GJ),

dH_i – przychód ze sprzedaży energii cieplnej na jednostkę energii elektrycznej (zł/MWh),

yH_i – roczny przychód ze sprzedaży energii cieplnej (mln zł/rok),

rH_i – całkowity zdyskontowany przychód ze sprzedaży energii cieplnej (mln zł).

Źródło: opracowanie własne

Kolejnym rozpatrywanym czynnikiem, wpływającym na koszt wytwarzania energii elektrycznej, jest emisja CO₂. Na wstępie za pomocą równania (23) oblicza się roczną emisję CO₂. Następnie stosując równania od (24) do (26), na podstawie kosztu emisji jednostki CO₂ w przeliczeniu na jednostkę energii elektrycznej, można obliczyć roczny oraz całkowity zdyskontowany koszt emisji CO₂.

$$yQCO_{2i} = yQE_i \left(\frac{\text{GWh}}{\text{rok}} \right) \left(\frac{1000 \text{ MWh}}{1 \text{ GWh}} \right) \times eQCO_{2i} \left(\frac{\text{t}}{\text{MWh}} \right) \left(\frac{1 \text{ Mt}}{10^6 \text{ t}} \right) \text{ (Mt/rok)} \quad (23)$$

$$cCO_{2i} = cQCO_{2i} \left(\frac{\text{zł}}{\text{t}} \right) \times eQCO_{2i} \left(\frac{\text{t}}{\text{MWh}} \right) \text{ (zł/MWh)} \quad (24)$$

$$yCO_{2i} = yQE_i \left(\frac{1000 \text{ MWh}}{1 \text{ GWh}} \right) \times cCO_{2i} \left(\frac{1 \text{ mln zł}}{10^6 \text{ zł}} \right) \text{ (mln zł/rok)} \quad (25)$$

$$rCO_{2i} = \frac{\sum_{t=1}^{M_i} \frac{yCO_{2i}}{(1+r_i)^t}}{(1+r_i)^{B_i}} \text{ (mln zł)} \quad (26)$$

gdzie dla obiektu „i”:

$eQCO_{2i}$ – emisja CO₂ na jednostkę energii elektrycznej (t/MWh),

$yQCO_{2i}$ – roczna emisja CO₂ (Mt/rok),

$cQCO_{2i}$ – koszt emisji jednostki CO₂ (zł/t),

cCO_{2i} – koszt emisji CO₂ na jednostkę energii elektrycznej (zł/MWh),
 yCO_{2i} – roczny koszt emisji CO₂ (mln zł/rok),
 rCO_{2i} – całkowity zdyskontowany koszt emisji CO₂ (mln zł).

Źródło: opracowanie własne

Procedura obliczania wpływu sekwestracji, tzn. wychwytywania i składowania, CO₂ jest łatwiejsza, gdyż literatura z reguły podaje koszt sekwestracji w przeliczeniu na jednostkę energii elektrycznej, na którego podstawie można obliczyć zdyskontowany koszt roczny i całkowity za pomocą równań (27) i (28):

$$yCCS_i = yQE_i \left(\frac{\text{GWh}}{\text{rok}} \right) \left(\frac{1000 \text{ MWh}}{1 \text{ GWh}} \right) \times$$

$$cCCS_i \left(\frac{\text{zł}}{\text{MWh}} \right) \left(\frac{1 \text{ mln zł}}{10^6 \text{ zł}} \right) \quad (\text{mln zł/rok}) \quad (27)$$

$$rCCS_i = \frac{\sum_{t=1}^{M_i} \frac{yCCS_i}{(1+r_i)^t}}{(1+r_i)^{B_i}} \quad (\text{mln zł}) \quad (28)$$

gdzie dla obiektu „i”:

$cCCS_i$ – koszt sekwestracji CO₂ na jednostkę energii elektrycznej (zł/MWh),
 $yCCS_i$ – roczny koszt sekwestracji CO₂ (mln zł/rok),
 $rCCS_{2i}$ – całkowity zdyskontowany koszt sekwestracji CO₂ (mln zł).

Źródło: opracowanie własne

Taką samą, jak w przypadku emisji CO₂, metodologię przyjęto do obliczania efektu emisji szkodliwych substancji takich jak SO₂, NO_x i pyłu. Wykorzystując równania od (29) do (32), na podstawie kosztu emisji dowolnej substancji „z” w przeliczeniu na jednostkę energii elektrycznej, można obliczyć roczny koszt emisji oraz całkowity zdyskontowany koszt emisji tej substancji. Procedurę tę powtarza się w przypadku wszystkich szkodliwych substancji emitowanych w procesie wytwarzania.

$$yQZ_{i,z} = yQE_i \left(\frac{\text{GWh}}{\text{rok}} \right) \left(\frac{1000 \text{ MWh}}{1 \text{ GWh}} \right) \times eQZ_{i,z} \left(\frac{\text{kg}}{\text{MWh}} \right) \left(\frac{1 \text{ t}}{1000 \text{ kg}} \right) \quad (\text{t/rok}) \quad (29)$$

$$cZ_{i,z} = cQZ_{i,z} \left(\frac{\text{zł}}{\text{kg}} \right) \times eQZ_{i,z} \left(\frac{\text{kg}}{\text{MWh}} \right) \quad (\text{zł/MWh}) \quad (30)$$

$$yZ_i = yQE_i \left(\frac{\text{GWh}}{\text{rok}} \right) \left(\frac{1000 \text{ MWh}}{1 \text{ GWh}} \right) \times cZ_{i,z} \left(\frac{\text{zł}}{\text{MWh}} \right) \left(\frac{1 \text{ mln zł}}{10^6 \text{ zł}} \right) \quad (\text{mln zł/rok}) \quad (31)$$

$$rZ_{i,z} = \frac{\sum_{t=1}^{M_i} \frac{yZ_{i,z}}{(1+r_i)^t}}{(1+r_i)^{B_i}} \quad (\text{mln zł}) \quad (32)$$

gdzie dla obiektu „i” i emisji szkodliwej substancji „z”:

$eQZ_{i,z}$ – emisja substancji „z” na jednostkę energii elektrycznej (kg/MWh),

$yQZ_{i,z}$ – roczna emisja substancji „z” (t/rok),

$cQZ_{i,z}$ – koszt emisji jednostki substancji „z” (zł/kg),

$cZ_{i,z}$ – koszt emisji substancji „z” na jednostkę energii elektrycznej (zł/MWh),

$yZ_{i,z}$ – roczny koszt emisji substancji „z” (mln zł/rok),

$rZ_{i,z}$ – całkowity zdyskontowany koszt emisji substancji „z” (mln zł).

Źródło: opracowanie własne

Podobna procedura stosowana jest w ocenie wpływu świadectw pochodzenia, zwanych certyfikatami, na efektywność procesu wytwarzania. W modelu uwzględniono certyfikaty zielone (świadectwa pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii) oraz czerwone (dotyczące energii elektrycznej wytworzonej w elektrociepłowniach, co znacząco podwyższa sprawność procesu).

Stosując równania (33) do (35) oblicza się roczny i całkowity koszt brakującego udziału zielonych certyfikatów. W przypadku, gdy produkcja z odnawialnych źródeł energii (OZE) jest większa od wymaganej prawem, metoda jest taka sama, przy czym generowany jest przychód zamiast kosztu. W ten sam sposób w równaniach (36) do (38) oblicza się roczny i całkowity koszt (lub przychód z) czerwonych certyfikatów.

$$bREC_i = wREC_i - uREC_i \quad (\%), \quad (33)$$

$$yREC_i = bREC_i \times yQE_i \left(\frac{\text{GWh}}{\text{rok}} \right) \left(\frac{1000 \text{ MWh}}{1 \text{ GWh}} \right) \times cREC_i \left(\frac{\text{zł}}{\text{MWh}} \right) \left(\frac{1 \text{ mln zł}}{10^6 \text{ zł}} \right) \quad (\text{mln zł/rok}) \quad (34)$$

$$rREC_i = \frac{\sum_{t=1}^{M_i} \frac{yREC_i}{(1+r_i)^t}}{(1+r_i)^{B_i}} \quad (\text{mln zł}) \quad (35)$$

$$bCHP_i = wCHP_i - uCHP_i \quad (\%) \quad (36)$$

$$yREC_i = bCHP_i \times yQE_i \left(\frac{\text{GWh}}{\text{rok}} \right) \left(\frac{1000 \text{ MWh}}{1 \text{ GWh}} \right) \times$$

$$cCHP_i \left(\frac{\text{zł}}{\text{MWh}} \right) \left(\frac{1 \text{ mln zł}}{10^6 \text{ zł}} \right) \quad (\text{mln zł/rok}) \quad (37)$$

$$rCHP_i = \frac{\sum_{t=1}^{M_i} \frac{yCHP_i}{(1+r_i)^t}}{(1+r_i)^{B_i}} \quad (\text{mln zł}) \quad (38)$$

gdzie dla obiektu „i”:

$wREC_i$ – wymóg produkcji z odnawialnych źródeł energii (%),

$uREC_i$ – udział energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii (%),

$bREC_i$ – brakujący udział zielonych certyfikatów netto (%),

$cREC_i$ – cena zielonych certyfikatów, tj. świadectw pochodzenia (zł/MWh),

$yREC_i$ – roczny koszt (lub przychód z) zielonych certyfikatów (mln zł/rok),

$rREC_i$ – całkowity zdyskontowany koszt (lub przychód z) zielonych certyfikatów (mln zł),

$wCHP_i$ – wymóg produkcji energii elektrycznej w ramach kogeneracji (%),

$uCHP_i$ – udział energii elektrycznej wytworzonej w ramach kogeneracji (%),

$bCHP_i$ – brakujący udział czerwonych certyfikatów netto (%),

$cCHP_i$ – cena czerwonych certyfikatów (zł/MWh),

$yCHP_i$ – roczny koszt (lub przychód z) czerwonych certyfikatów (mln zł/rok),

$rCHP_i$ – całkowity zdyskontowany koszt (lub przychód z) czerwonych certyfikatów (mln zł).

Źródło: opracowanie własne

Na podstawie nakładów inwestycyjnych na jednostkę mocy oraz przychodów likwidacyjnych oblicza się w równaniach od (39) do (42) zdyskontowane nakłady inwestycyjne i zdyskontowane przychody (lub nakłady) likwidacyjne netto oraz wartości te w przeliczeniu na jednostkę wytworzonej energii elektrycznej.

$$IO_i = IOE_i \left(\frac{\text{zł}}{\text{kW}} \right) \left(\frac{1 \text{ mln zł}}{10^6 \text{ zł}} \right) \times ME_i (\text{MW}) \left(\frac{1000 \text{ kW}}{1 \text{ MW}} \right) \quad (\text{mln zł}) \quad (39)$$

$$cIO_i = \frac{IO_i (\text{mln zł}) \left(\frac{10^6 \text{ zł}}{1 \text{ mln zł}} \right)}{rQE_i (\text{GWh}) \left(\frac{1000 \text{ MWh}}{1 \text{ GWh}} \right)} \quad (\text{zł/MWh}) \quad (40)$$

$$LO_i = \frac{LN_i}{(1+r_i)^{N_i}} \quad (\text{mln zł}), \quad (41)$$

$$dLO_i = \frac{LO_i (\text{mln zł}) \left(\frac{10^6 \text{ zł}}{1 \text{ mln zł}} \right)}{rQE_i (\text{GWh}) \left(\frac{1000 \text{ MWh}}{1 \text{ GWh}} \right)} \quad (\text{zł/MWh}) \quad (42)$$

gdzie dla obiektu „i”:

ME_i – znamionowa moc elektryczna netto (MW),

rQE_i – całkowita zdyskontowana produkcja energii elektrycznej (GWh),

IOE_i – nakłady inwestycyjne w przeliczeniu na jednostkę mocy (zł/kW),

IO_i – całkowite nakłady inwestycyjne (mln zł),

cIO_i – zdyskontowane nakłady inwestycyjne na jednostkę energii elektrycznej (zł/MWh),

LN_i – przychody likwidacyjne netto (mln zł),

LO_i – zdyskontowane przychody likwidacyjne netto (mln zł),

dLO_i – zdyskontowane przychody (lub nakłady) likwidacyjne netto na jednostkę energii elektrycznej (zł/MWh).

Źródło: opracowanie własne

Przedstawione w równaniach od (1) do (42) zależności umożliwiają skonstruowanie modelu optymalizacji z uwzględnieniem równowagi cząstkowej. Dokonując na podstawie przedstawionego modelu optymalizacji, można znaleźć równowagę cząstkową w przemyśle, czyli dla wszystkich elektrowni i elektrociepłowni objętych analizą, w zależności od możliwości i efektywności: dalszej eksploatacji istniejącego obiektu, modernizacji istniejącego obiektu, likwidacji istniejącego obiektu lub budowy nowego obiektu. Dokonując wyboru, można określić równowagę podaży z popytem przy minimalizacji zdyskontowanego kosztu wytwarzania w przeliczeniu na jednostkę energii elektrycznej (czyli kosztu jednostkowego). Jednocześnie muszą być spełnione następujące warunki:

- roczna produkcja energii elektrycznej i ciepłej powinna być nie mniejsza niż wymagane wielkości;

- w przypadku każdego rodzaju inwestycji liczba (wielokrotność mocy) elektrowni lub elektrociepłowni nie może przekroczyć dostępnej liczby;
- całkowite nakłady inwestycyjne nie mogą przekroczyć określonego limitu;
- emisja poszczególnych szkodliwych substancji nie może przekraczać maksymalnego dopuszczalnego całkowitego poziomu emisji;
- inne ograniczenia specyficzne dla danej analizy.

Kryterium decyzyjnym jest wybór optymalnego udziału poszczególnych technologii produkcji w celu osiągnięcia minimalnego kosztu jednostkowego wytwarzania energii elektrycznej z uwzględnieniem dodatkowych ograniczeń.

Zależnie od sposobu przeprowadzenia analizy, wynik może przyjąć trzy formy:

- 1) minimalnego jednostkowego zdyskontowanego kosztu wytwarzania energii elektrycznej bezpośredniego producenta (tj. kosztu poszczególnych podmiotów) – jeśli uwzględnione zostaną jedynie rzeczywiste przepływy pieniężne;
- 2) minimalnego poziomu kosztów zewnętrznych;
- 3) minimalnego jednostkowego kosztu społecznego – jeśli do kosztu prywatnego zostaną dodane koszty zewnętrzne.

W miarę wprowadzania zasady internalizacji kosztów, koszt prywatny i społeczny stają się coraz bliższe. Uwzględniając założenia metodologiczne obliczania jednostkowego zdyskontowanego kosztu produkcji [4 s. 26; 7 s. 64; 8 s. 193; 12 s. 234, 278; 16 s. 38], skalkulować można zdyskontowany jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej w przypadku każdego z możliwych wariantów „i”:

$$k_i = \frac{NPC_i \left(\text{mln zł} \right) \left(\frac{10^6 \text{ zł}}{1 \text{ mln zł}} \right)}{rQE_i \left(\text{GWh} \right) \left(\frac{1000 \text{ MWh}}{1 \text{ GWh}} \right)} \quad (\text{zł/MWh}) \quad (43)$$

gdzie:

$$NPC_i = rF_i + rU_i - rH_i + rIO_i + rLN_i + rREC_i + rCHP_i + \sum_{z=1}^{QZ_i} rZ_{z,i} \quad (\text{mln zł}) \quad (44)$$

gdzie dla obiektu „i”:

k_i – jednostkowy zdyskontowany koszt wytwarzania energii elektrycznej (zł/MWh),

- NPC_i – całkowity zdyskontowany koszt wytwarzania energii elektrycznej (mln zł),
 rQE_i – całkowita zdyskontowana produkcja energii elektrycznej (GWh),
 rF_i – całkowity zdyskontowany koszt paliwa (mln zł),
 rU_i – całkowity zdyskontowany koszt eksploatacji (mln zł),
 rH_i – całkowity zdyskontowany przychód ze sprzedaży energii cieplnej (mln zł),
 $rI0_i$ – całkowity zdyskontowany nakład inwestycyjny (mln zł),
 rLN_i – całkowity zdyskontowany przychód z likwidacji obiektu (mln zł),
 $rREC_i$ – całkowity zdyskontowany koszt (lub przychód z) zielonych certyfikatów (mln zł),
 $rCHP_i$ – całkowity zdyskontowany koszt (lub przychód z) czerwonych certyfikatów (mln zł),
 $rZ_{z,i}$ – całkowity zdyskontowany koszt efektu zewnętrznego „i” (mln zł),
 QZ_i – liczba efektów zewnętrznych.

Źródło: opracowanie własne

Symbolem „ u_i ” określono liczbę (iloraz) inwestycji lub obiektów typu „i”, gdzie „i” wskazuje kolejne inwestycje będące przedmiotem oceny. W przypadku danego zbioru „ u_i ” oblicza się na za pomocą równań (45) do (48) całkowitą produkcję energii elektrycznej i cieplnej, całkowite nakłady inwestycyjne oraz roczny poziom emisji szkodliwych substancji:

$$yQE = \sum_{i=1}^{NI} u_i \times yQE_i \text{ (GWh/rok)}, \quad (45)$$

$$yQH = \sum_{i=1}^{NI} u_i \times yQH_i \text{ (TJ/rok)} \quad (46)$$

$$I0 = \sum_{i=1}^{NI} u_i \times I0_i \text{ (mln zł)}, \quad (47)$$

$$yQZ_z = \sum_{i=1}^{NI} u_i \times yQZ_{z,i} \text{ (t/rok) dla wszystkich „z”} \quad (48)$$

gdzie:

- u_i – liczba (wielokrotność mocy) elektrowni lub elektrociepłowni typu „i”,
 yQE_i – roczna produkcja energii elektrycznej dla jednego obiektu „i” (GWh/rok),

- yQE – całkowita roczna produkcja energii elektrycznej (GWh/rok),
- yQH_i – roczna produkcja ciepła dla „i” (TJ/rok),
- yQH – całkowita roczna produkcja ciepła (TJ/rok),
- $I0_i$ – nakłady inwestycyjne na jeden obiekt „i” (zł),
- $I0$ – całkowite nakłady inwestycyjne (mln zł),
- $yQZ_{z,i}$ – roczna emisja substancji „z” dla jednego obiektu typu „i” (t/rok),
- yQZ_z – całkowita roczna emisja substancji „z” (t/rok).

Źródło: opracowanie własne

Na podstawie dotychczasowych ustaleń, opracowano model matematyczny w celu obliczenia minimalnego jednostkowego zdyskontowanego kosztu wytwarzania energii elektrycznej „k”, który jest możliwy do osiągnięcia z produkcji energii elektrycznej w elektrowniach i elektrociepłowniach, dostępnych w ramach dalszej eksploatacji, modernizacji istniejących obiektów lub nowych inwestycji. Skonstruowano funkcję celu (równanie (49)), określającą zdyskontowany jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej, której wartość jest minimalizowana przez zmianę wartości „ u_i ”, tj. liczby (wielokrotności mocy) rozpatrywanych elektrowni lub elektrociepłowni typu „i”.

$$k = \frac{\sum_{i=1}^{NI} u_i \times NPC_i \left(\text{mln zł} \right) \left(\frac{10^6 \text{ zł}}{1 \text{ mln zł}} \right)}{\sum_{i=1}^{NI} u_i \times rQE_i \left(\frac{\text{GWh}}{\text{rok}} \right) \left(\frac{1000 \text{ MWh}}{1 \text{ GWh}} \right)} \text{ (zł/MWh), pod warunkami:} \quad (49)$$

$$u_i < u_{i\text{MAX}}, \quad yQE > yQE_{\text{MIN}}, \quad yQH > yQH_{\text{MIN}}, \quad I0 < I0_{\text{MAX}} \quad (50)-(53)$$

$$yQZ_z < yQZ_{z,\text{MAX}} \text{ dla wszystkich „z” (tj. wszystkich szkodliwych substancji)} \quad (54)$$

gdzie:

- NI – liczba rozpatrywanych wariantów (istniejących obiektów lub nowych inwestycji),
- u_i – liczba (wielokrotność mocy) elektrowni lub elektrociepłowni typu „i”,
- $u_{i\text{MAX}}$ – maksymalna dostępna liczba elektrowni lub elektrociepłowni typu „i”,
- NPC_i – całkowity zdyskontowany koszt wytwarzania energii elektrycznej dla „i” (mln zł),
- rQE_i – całkowita zdyskontowana produkcja energii elektrycznej dla „i” (GWh),
- yQE – całkowita roczna produkcja energii elektrycznej (GWh/rok),

- y^{QE}_{MIN} – minimalna wymagana całkowita roczna produkcja energii elektrycznej (GWh/rok),
 y^{QH} – całkowita roczna produkcja ciepła (GJ/rok),
 y^{QH}_{MIN} – minimalna wymagana całkowita roczna produkcja ciepła (GJ/rok),
 I_0 – całkowite nakłady inwestycyjne (GJ),
 $I_{0\text{MAX}}$ – maksymalne dopuszczalne całkowite nakłady inwestycyjne (GJ),
 y^{QZ}_z – roczna emisja substancji „z” (t/rok),
 $y^{QZ}_z\text{MAX}$ – maksymalna dopuszczalna emisja substancji „z” (t/rok).

Źródło: opracowanie własne

Wykorzystując zaprezentowany matematyczny model, uzyskuje się optymalny zbiór obiektów zakwalifikowany do dalszej eksploatacji lub modernizacji, a także inwestycji, które powinny być podjęte w celu osiągnięcia minimalnego kosztu ekonomicznego i społecznego (ustalonego na podstawie wyników analizy) wytwarzania określonej ilości energii elektrycznej i ciepłej.

4. Przykład wykorzystania systemu ocen

Opracowany system ocen w zarządzaniu procesami wytwarzania energii elektrycznej przedstawia się na przykładzie pięciu nowych elektrowni wykorzystujących następujące źródła energii: węgiel (bez i z sekwestracją CO₂), gaz ziemny, paliwo jądrowe oraz energię wiatrową. Założono wymóg produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii (OZE) na poziomie 7,5% oraz cenę zielonych certyfikatów (związanych z OZ) wynoszącą 240 zł/MWh. Podstawowe założenia dla poszczególnych elektrowni, objętych przykładową oceną, ujęto w tabeli 1.

Tabela 1

Podstawowe założenia dla poszczególnych elektrowni objętych przykładową oceną

	Węgiel kamienny	Węgiel kamienny z CCS	Gaz ziemny	Energia jądrowa	Energia wiatrowa
Technologia wytwarzania energii elektrycznej	nadkrytyczna SCPC	nadkrytyczna SCPC z CCS	nadkrytyczna CCGT	PWR	turbina
Okres budowy (lat)	4	4	2	6	1
Okres eksploatacji (lat)	35	35	30	60	20
Nakłady inwestycyjne na jednostkę mocy (zł/kW)	5000	9000	1750	14500	7500

Tabela 1 cd.

	Węgiel kamienny	Węgiel kamienny z CCS	Gaz ziemny	Energia jądrowa	Energia wiatrowa
Moc znamionowa elektryczna (MW)	550	546	560	1600	2
Współczynnik wykorzystania mocy znamionowej elektrycznej (%)	85%	85%	85%	85%	20%
Sprawność wytwarzania energii elektrycznej (%)	39%	27%	51%	36%	98%
Koszt jednostki paliwa (zł/GJ)	14,72	14,72	38,50	3,54	0,00
Stałe koszty eksploatacji (zł/kW/rok)	77,41	114,99	30,60	342,78	93,49
Zmienne koszty eksploatacji, nie wliczając paliwa (zł/MWh)	14,96	28,67	4,11	3,74	0,00

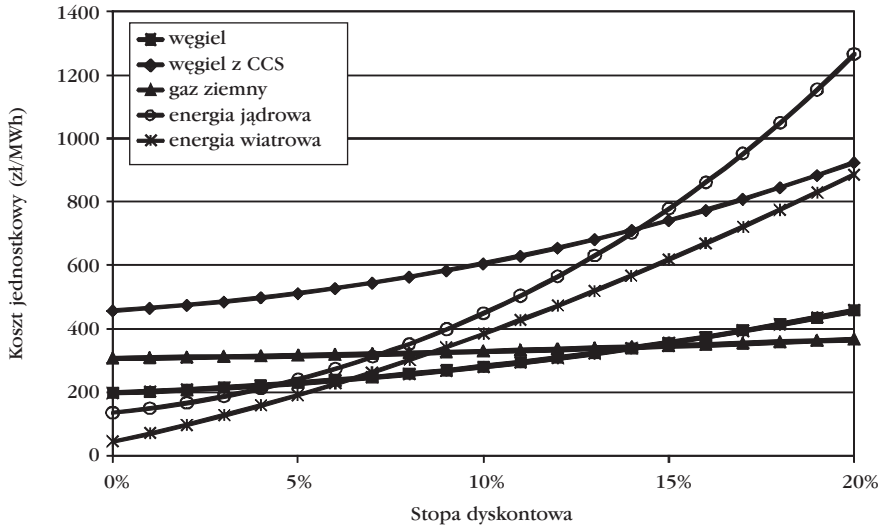
Źródło: opracowanie własne na podstawie: [1 s. 6; 2; 3 s. 9; 4 s. 24; 5 s. 25; 6 s. 26-27; 9 s. 7; 10; 11 s. 1-62, II-9, II-23, II-30, II-36, II-52; 13; 16 s. 3, 7, 9; 17 s. 534-539]

Pełne zastosowanie przedstawionego systemu ocen nie jest możliwe ze względu na niedostatek w dostępnym zbiorze danych niezbędnych do określenia poziomu kosztów zewnętrznych wytwarzania energii elektrycznej. Ich brak uniemożliwia również obliczenie pełnego kosztu społecznego. Niemniej jednak możliwa jest uproszczona ocena na podstawie dostępnych danych.

W celu weryfikacji modelu przeprowadzono i przedstawiono na rysunku 1, analizę siły oddziaływania zmiany poszczególnych parametrów na wynik oceny, tj. jednostkowy zdyskontowany koszt wytwarzania energii elektrycznej. Z rysunku 1 wynika, że jeżeli nie dyskontujemy przepływów pieniężnych, najtańsza jest energia elektryczna pochodząca z elektrowni wiatrowej. Wariant ten jest jednak oderwany od rzeczywistości, gdyż faktyczny koszt kapitału – i co za tym idzie stopa dyskontowa, nigdy nie są równe zero. W przypadku bazowym, tj. przy stopie dyskontowej równej 4,9%, nadal najtańsza jest energia elektryczna z elektrowni wiatrowej (wynika to w dużej mierze z dofinansowania w formie zielonych certyfikatów). Po przekroczeniu 6,4% najniższy jest koszt energii elektrycznej z elektrowni opalanej węglem. Natomiast po przekroczeniu 14,3% najtańsza jest energia elektryczna z elektrowni gazowej.

Ograniczone ramy niniejszego opracowania nie pozwalają na przedstawienie przeprowadzonej wielokryterialnej optymalizacji wyboru inwestycji na podstawie

zakładanej dostępnej liczby obiektów, ograniczeń nakładów inwestycyjnych, wymaganej produkcji i maksymalnej emisji.



Rys. 1. Wpływ zmiany stopy dyskontowej na jednostkowy zdyskontowany koszt wytwarzania energii elektrycznej z różnych źródeł

Źródło: opracowanie własne

5. Wnioski

Kryterium wyboru optymalnych inwestycji w moce wytwórcze, które są podstawową formą działalności gospodarczej w przemyśle wytwarzania energii elektrycznej, powinna być minimalizacja jednostkowego kosztu wytwarzania energii elektrycznej. Jest to główny cel proponowanego systemu ocen. Problem jest jednak złożony, gdyż przedsiębiorca napotyka na liczne ograniczenia. Zaprezentowany model w istotny sposób wspomaga tradycyjne metody oceny efektywności ekonomicznej inwestycji rzeczowych oraz istniejące modele systemów energetycznych, przez zastosowanie następujących rozwiązań umożliwiających uwzględnienie cech specyficznych procesu wytwarzania energii elektrycznej, a mianowicie:

1. Przedmiotem oceny mogą być istniejące obiekty lub nowe inwestycje. Ocena może obejmować elektrownie i elektrociepłownie oraz dostępne technologie i procesy wytwarzania energii elektrycznej. System ocen generuje optymalny

zbiór obiektów do dalszej eksploatacji, modernizacji lub likwidacji oraz inwestycji, które powinny być podjęte w celu osiągnięcia minimalnego kosztu ekonomicznego lub społecznego (w ramach dwóch wariantów oceny) w wytwarzaniu wymaganej ilości energii elektrycznej i ciepłej.

2. System ocen pozwala przeprowadzić analizę opartą na przepływach pieniężnych lub kosztach społecznych. Analiza oparta na przepływach pieniężnych umożliwia porównanie przewidywanych kosztów wytwarzania i wybór optymalnego kierunku rozwoju (maksymalizacji zysku) dla przedsiębiorstwa. Analiza z wykorzystaniem kosztów społecznych ułatwia wybór optymalnego społecznie sposobu wytwarzania energii elektrycznej na podstawie kosztów społecznych.
3. Na podstawie parametrów technologicznych i ekonomicznych dla wszystkich rozważanych inwestycji i obiektów obliczana jest stopa dyskontowa oraz roczne całkowite zdyskontowane i jednostkowe (w przeliczeniu na jednostkę wytwarzanej energii elektrycznej): wielkości produkcji, zużycie paliwa, koszt eksploatacji, koszt emisji szkodliwych substancji, koszt lub przychód z zielonych i czerwonych certyfikatów oraz nakłady inwestycyjne i likwidacyjne.
4. Na podstawie parametrów dostępnych inwestycji i obiektów skonstruowano matematyczny model wielokryterialnej optymalizacji, z uwzględnieniem równowagi cząstkowej w celu minimalizacji zdyskontowanego kosztu wytwarzania w przeliczeniu na jednostkę energii elektrycznej spełniającego następujące warunki: wytwarzanie wymaganej ilości energii elektrycznej i ciepłej, nieprzekroczenie określonych nakładów inwestycyjnych oraz limitów emisji szkodliwych substancji.

Literatura

- [1] Anderson D., *Electricity Generation and Investment Decisions: A Review*, UK Energy Research Centre (UKERC), London 2007.
- [2] Bednarczyk J., *Perspektywiczne scenariusze rozwoju wydobywania i przetworzenia węgla brunatnego na energię elektryczną*, Instytut Górnictwa Odkrywkowego we Wrocławiu, <http://www.ppwb.org.pl/wb/65/5.php> (opracowanie z 2008 roku).
- [3] European Wind Energy Association (EWEA), *Economics of Wind Energy*, EWEA, Brussels 2009.
- [4] Friedrich R., *External and social costs of electricity generation*, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Erice 2008.
- [5] GUS, *Gospodarka paliwowo-energetyczna w latach 2006, 2007*, Zakład Wydawnictw Statystycznych, Warszawa 2007.
- [6] Hamera P., *Łagisza już w sieci*, „Polska Energia”, nr 2(4)/2009, s. 26–27.

- [7] International Energy Agency (IEA), Organization for Economic Cooperation and Development (OECD), Nuclear Energy Agency (NEA), *Projected Costs of Generating Electricity*, OECD/IEA, Paris 2005.
- [8] Laudyn D., *Rachunek ekonomiczny w elektroenergetyce*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 1999.
- [9] Ministerstwo Gospodarki, *Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 roku. Załącznik 2 do „Polityki energetycznej Polski do 2030 roku”*, w: *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku*, Warszawa 2009.
- [10] Narodowy Bank Polski (NBP), *Kursy walut*, <http://www.nbp.pl/home.aspx?f=/Kursy/kursy.htm>.
- [11] National Energy Technology Laboratory (NETL), *Investment Decisions for Baseload Power Plants*, NETL, Pittsburgh 2010.
- [12] Paska J., *Wytwarzanie energii elektrycznej*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2005.
- [13] PGE Kopalnia Węgla Brunatnego Bełchatów SA, *Sprzedaż węgla*, <http://www.kwbbelchatow.bot.pl/index.php?dzid=127&did=1669> (16.03.2010).
- [14] Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, *Energetyka wiatrowa w Polsce*, http://www.elektrownie-wiatrowe.org.pl/energetyka_wiatrowa.htm (19.03.2010).
- [15] Urząd Regulacji Energetyki (URE), *Sprawozdanie z działalności Prezesa URE – 2006*, „Biuletyny URE” rok 2007, nr 3 (maj 2007 r.), <http://www.ure.gov.pl>.
- [16] Wissel S., Rath-Nagel S., Blesl M., Fahl U., Voß A., *Stromerzeugungs-kosten im Vergleich*, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart, Stuttgart 2008.
- [17] Zaporowski B., *Analiza kosztów wytwarzania energii elektrycznej*, „Polityka Energetyczna” 2008, tom 11, zeszyt 1, s. 534–539.
- [18] Żylicz T., *Ekonomia środowiska i zasobów naturalnych*, PWE, Warszawa 2004.