METODYKA, MODELE MATEMATYCZNE W CZASIE CIĄGŁYM I SYMULACJE KOMPUTEROWE POSZUKIWANIA OPTYMALNEJ STRATEGII INWESTYCYJNEJ W ENERGETYCE

Ryszard BARTNIK, Zbigniew BURYN, Anna HNYDIUK-STEFAN

Streszczenie: Przedstawione modele NPV pozwalają na ocenę ekonomicznych uwarunkowań wdrażania poszczególnych technologii energetycznych oraz na określenie ekonomicznie uzasadnionych relacji cenowych pomiędzy nośnikami energii i wysokości taryf opłat środowiskowych. Zaprezentowano szacunkowe obliczenia średnich jednostkowych kosztów produkcji elektryczności dla różnych technologii wskazując na ich opłacalność. Przedstawiono zapisy mierników NPV, IRR, DPBP oraz zbudowano za ich pomocą modele matematyczne w czasie ciągłym poszukiwania optymalnej strategii inwestycyjnej w energetyce wykazując ich przewagę nad zapisami dyskretnymi.

Słowa kluczowe: modelowanie matematyczne, mierniki NPV, IRR, DPBP, technologie energetyczne, symulacje komputerowe, strategia inwestycyjna w energetyce

1. Wprowadzenie

W literaturze przedmiotu mierniki oceny efektywności ekonomicznej dowolnych przedsięwzięć inwestycyjnych przedstawiane są za pomocą zapisów dyskretnych, za pomocą szeregów geometrycznych (rachunek dyskonta w swej istocie jest postępem geometrycznym), i tylko w tej postaci są stosowane. I tak całkowity, zdyskontowany na chwilę $t = 0$ zysk netto osiągany z eksploatacji przedsiębiorstwa zdefiniowany jest wzorem [1]:

$$NPV = \sum_{t=1}^{N} \frac{CF_{t,netto}}{(1+r)^t} - J_0, \qquad (1)$$

i za jego pomocą przy założeniu, że $NPV = 0$ definiuje się wartość oprocentowania IRR jakie przynosi zainwestowany kapitał J oraz dynamiczny czas jego zwrotu $DPBP$:

$$\sum_{t=1}^{N} \frac{CF_{t,brutto}}{(1+IRR)^t} = J_0, \qquad (2)$$

$$\sum_{t=1}^{DPBP} \frac{CF_{t,netto}}{(1+r)^t} = J_0, \qquad (3)$$

gdzie:

$CF_{t,netto}$ – przepływy pieniężne (*Cash Flow*) netto w kolejnych latach eksploatacji $t = 1, 2, \ldots, N$ będące różnicą między przychodami S_R ze sprzedaży produktów (np. energii elektrycznej) i wydatkami (kosztami eksploatacji K_e oraz podatkiem dochodowym P

od zysku brutto $Z_R = S_R - K_e - \rho J_0$ (por. wzór (24)), oczywiście bez kosztów amortyzacji, nie są one bowiem wydatkiem w trakcie trwania eksploatacji; amortyzacja we wzorach (1)–(3) to oczywiście J_0); $CF_{t,netto} = S_R - K_e - P$ [1],

$CF_{t,brutto}$ – przepływy pieniężne brutto; przepływy brutto nie uwzględniają podatku dochodowego; $CF_{t,brutto} = S_R - K_e$,

J_0 – zdyskontowany na chwilę rozpoczęcia eksploatacji przedsiębiorstwa $t = 0$ kapitał inwestycyjny J poniesiony na jego budowę (nakłady J_0 muszą być oczywiście zwrócone, tj. zamortyzowane),

N – wyrażony w latach kalkulacyjny okres eksploatacji przedsiębiorstwa,

r – stopa oprocentowania kapitału inwestycyjnego,

t – kolejne lata eksploatacji przedsiębiorstwa, $t = 1, 2, \ldots, N$.

Zdyskontowane nakłady J_0 po prawej stronie wzoru (2) zgodnie z definicją stopy *IRR* są również jej funkcją (por. wzór (25)) [1].

Wzory (1)–(3) są szczególnym przypadkiem opracowanej przez autorów [1] oryginalnej metodyki w czasie ciągłym analizy efektywności ekonomicznej dowolnych procesów inwestycyjnych, a także analizy wartości dowolnego rynku zasilanego w dowolne towary i usługi, w tym rynku ciepła i energii elektrycznej, oraz analizy rynkowej wartości dowolnych przedsiębiorstw zasilających rynek w dowolne towary i usługi, w tym elektrowni i elektrociepłowni zasilających rynek w ciepło i elektryczność. W zapisie dyskretnym metodykę tę opisują poniższe wzory (wzory te są uogólnieniem wzorów (1)–(3)) [1]:

– całkowity zysk jaki osiąga właściciel *IPP* (*Independent Power Producer*) z eksploatacji przedsiębiorstwa

$$NPV^{IPP} = \sum_{t=1}^{M} \frac{CF_{t\,netto}^{M\;IPP}}{(1+r)^t} + \frac{CF_{R\,netto}^{M+1\;IPP}}{(1+r)^{M+1}} + \sum_{t=M+2}^{N} \frac{CF_{t\,netto}^{mod\;IPP}}{(1+r)^t} - J_0 - \frac{J_M}{(1+r)^M}, \tag{4}$$

– wewnętrzna stopa oprocentowania IRR^{IPP}, jakie przynosi zainwestowany kapitał J_0 i J_M w zakup i modernizację przedsiębiorstwa

$$\sum_{t=1}^{M} \frac{CF_{t\,brutto}^{M\;IPP}}{(1+IRR^{IPP})^t} + \frac{CF_{R\,brutto}^{M+1\;IPP}}{(1+IRR^{IPP})^{M+1}} + \sum_{t=M+2}^{N} \frac{CF_{t\,brutto}^{mod\;IPP}}{(1+IRR^{IPP})^t} = J_0 + \frac{J_M}{(1+IRR^{IPP})^M}, \tag{5}$$

– zdyskontowany (dynamiczny) okres zwrotu $DPBP^{IPP}$ nakładów inwestycyjnych J_0 i J_M

$$\sum_{t=1}^{M} \frac{CF_{t\,netto}^{M\;IPP}}{(1+r)^t} + \frac{CF_{R\,netto}^{M+1\;IPP}}{(1+r)^{M+1}} + \sum_{t=M+2}^{DPBP^{IPP}} \frac{CF_{t\,netto}^{mod\;IPP}}{(1+r)^t} = J_0 + \frac{J_M}{(1+r)^M}, \tag{6}$$

gdzie:

J_0 – cena zakupu przez inwestora *IPP* od poprzedniego właściciela przedsiębiorstwa,

J_M – nakłady inwestycyjne konieczne do poniesienia przez inwestora *IPP* w roku M na

odnowienie i modernizację zakupionego przedsiębiorstwa za cenę J_0; J_M są funkcją stanu technicznego istniejących urządzeń oraz zakresu i sposobu modernizacji,
przy czym przepływy pieniężne w kolejnych latach wynoszą [1]:

– przepływy brutto

w latach 1, 2, …, M $$CF_{R\,brutto}^{M\,IPP} = \rho_N J_0 + Z_R^M (1 - v_m)\,, \tag{7}$$

w roku $M + 1$ $$CF_{R\,brutto}^{M+1\,IPP} = \rho_N J_0 + \rho_{N-M} J_M + Z_R^{M+1} (1 - v_m)\,, \tag{8}$$

w latach $M + 2$, …, N $$CF_{R\,brutto}^{mod\,IPP} = \rho_N J_0 + \rho_{N-M} J_M + Z_R^{\mathrm{mod}} (1 - v_m)\,, \tag{9}$$

– przepływy netto

w latach 1, 2, …, M $$CF_{R\,netto}^{M\,IPP} = \rho_N J_0 + Z_R^M (1 - p)(1 - v_m)\,, \tag{10}$$

w roku $M + 1$ $$CF_{R\,netto}^{M+1\,IPP} = \rho_N J_0 + \rho_{N-M} J_M + Z_R^{M+1} (1 - p)(1 - v_m)\,, \tag{11}$$

w latach $M + 2$, …, N $$CF_{R\,netto}^{mod\,IPP} = \rho_N J_0 + \rho_{N-M} J_M + Z_R^{\mathrm{mod}} (1 - p)(1 - v_m)\,, \tag{12}$$

gdzie:

v_m – względna wartość rynku towarów i usług produkowanych przez przedsiębiorstwo, będąca procentową wartością udziału właściciela rynku (np. Skarbu Państwa) w zyskach (procent wartości całkowitego zysku NPV, wzór (1) (por. wzór (22)), osiąganego w trakcie eksploatacji przedsiębiorstwa),

ρ – stopa amortyzacji oprocentowanej,

p – stopa podatku od zysku brutto Z_R (por. wzór (23)).

Przepływy pieniężne we wzorze (5) są przepływami brutto. Roczny zysk netto $Z_R(1 - p)(1 - v_m)$ jaki osiąga inwestor *IPP* jest już zyskiem po opodatkowaniu i *IPP* może żądać, by wartość IRR^{IPP} obliczać dla tego zysku netto. Uwzględniając zatem podatek dochodowy P od zysku brutto Z_R, wewnętrzną stopę zwrotu IRR_p^{IPP} należy wyznaczać z zależności:

$$\sum_{t=1}^{M} \frac{CF_{t\,netto}^{M\,IPP}}{(1 + IRR_p^{IPP})^t} + \frac{CF_{R\,netto}^{M+1\,IPP}}{(1 + IRR_p^{IPP})^{M+1}} + \sum_{t=M+2}^{N} \frac{CF_{t\,netto}^{mod\,IPP}}{(1 + IRR_p^{IPP})^t} = J_0 + \frac{J_M}{(1 + IRR_p^{IPP})^M}\,. \tag{13}$$

Z równania (13) można wyznaczyć cenę zakupu J_0 przez inwestora *IPP* od poprzedniego właściciela (na przykład od Skarbu Państwa) elektrowni lub elektrociepłowni w funkcji żądanej przez niego wartości stopy IRR_p^{IPP} (stopy uwzględniającej podatek dochodowy od zysku brutto Z_R [1]), przy czym parametrami są wartość rynku v_m i konieczne nakłady J_M, jakie musi ponieść *IPP* na odnowienie i modernizację elektrowni lub elektrociepłowni [1]:

$$J_0 = \frac{\left[\frac{(S_R^M - K_e^M)}{[\rho_M]_{IRR_p^{IPP}}} + \frac{(S_R^{M+1} - K_e^{M+1})}{(1+IRR_p^{IPP})^{M+1}} + (S_R^{mod} - K_e^{mod})\left(\frac{1}{[\rho_N]_{IRR_p^{IPP}}} - \frac{1}{[\rho_{M+1}]_{IRR_p^{IPP}}}\right)\right](1-p)(1-v_m)}{1 - \frac{\rho_N}{[\rho_N]_{IRR_p^{IPP}}}\left[1-(1-p)(1-v_m)\right]} + \tag{14}$$

$$+ \frac{\rho_{N-M} J_M \left[1-(1-p)(1-v_m)\right]\left(\frac{1}{[\rho_N]_{IRR_p^{IPP}}} - \frac{1}{[\rho_M]_{IRR_p^{IPP}}}\right) - \frac{J_M}{(1+IRR_p^{IPP})^M}}{1 - \frac{\rho_N}{[\rho_N]_{IRR_p^{IPP}}}\left[1-(1-p)(1-v_m)\right]}$$

Jak już wyżej zaznaczono, wzory (4)−(13) są uogólnieniem wzorów (1)−(3). Wzory (1)−(3) otrzymuje się bowiem z (4)−(13), gdy podstawi się w nich za wielkości v_m i J_M wartości zero, $v_m = 0$, $J_M = 0$.

Zapisy mierników (1)−(13) za pomocą szeregów z uwagi na czasochłonny i „obszerny" proces obliczania krok po kroku w kolejnych latach t = 1, 2, ..., N kolejnych ich wartości i ich sumowanie są ich wadą. Bardzo ważne było zatem ich opracowanie w postaci zapisów w czasie ciągłym [1-3]. Przedstawiono je w niniejszej pracy, a także wykonane za ich pomocą wyniki przykładowych obliczeń jednostkowych kosztów produkcji energii elektrycznej.

Zapisy w czasie ciągłym mierników *NPV*, *IRR* i *DPBP* oraz metodyka budowy za ich pomocą „ciągłych" modeli matematycznych umożliwiają zastosowanie rachunku różniczkowego do analizy przebiegów ich wartości w czasie. Są fundamentem do szczegółowych analiz techniczno-ekonomicznych dowolnych procesów inwestycyjnych w dowolnych dziedzinach gospodarczej działalności człowieka.

2. Mierniki oceny efektywności ekonomicznej inwestycji w zapisie z czasem ciągłym

W ogólnym przypadku w zapisie z czasem ciągłym mierniki dyskontowe NPV^{IPP}, IRR^{IPP}, $DPBP^{IPP}$ efektywności ekonomicznej inwestycji można wyrazić wzorami [3]:

– wartość zaktualizowana netto NPV^{IPP}

$$\begin{aligned} NPV^{IPP} &= \int_0^{t_1}\left[F + A + (S - K_e - F - A)(1-p)(1-v_m)\right]e^{-rt}dt + \\ &+ \int_{t_1}^{t_2}\left[F + A + F^M + A^M + \left(S^M - K_e^M - F - A - F^M - A^M\right)(1-p)(1-v_m)\right]e^{-rt}dt + \\ &+ \int_{t_2}^{T}\left[F + A + F^M + A^M + \left(S^{\mathrm{mod}} - K_e^{\mathrm{mod}} - F - A - F^M - A^M\right)(1-p)(1-v_m)\right]e^{-rt}dt + \\ &- \int_0^T (F+R)e^{-rt}dt - \int_{t_1}^T \left(F^M + R^M\right)e^{-rt}dt == NPV(1-v_m) = \left[\int_0^{t_1}(S - K_e - F - A)(1-p)e^{-rt}dt + \right. \\ &\left. + \int_{t_1}^{t_2}\left(S^M - K_e^M - F - A - F^M - A^M\right)(1-p)e^{-rt}dt + \int_{t_2}^{T}\left(S^{\mathrm{mod}} - K_e^{\mathrm{mod}} - F - A - F^M - A^M\right)(1-p)e^{-rt}dt\right](1-v_m) \end{aligned} \tag{15}$$

– wewnętrzna stopa zwrotu IRR_p^{IPP}

$$\begin{aligned}
&\int_0^{t_1}[F(r)+A(r)]\mathrm{e}^{-IRR_p^{IPP}t}dt+\left\{\int_0^{t_1}[S-K_e-F(r)-A(r)]\mathrm{e}^{-IRR_p^{IPP}t}dt\right\}(1-p)(1-v_m)+\\
&+\int_{t_1}^{t_2}[F(r)+A(r)+F^M(r)+A^M(r)]\mathrm{e}^{-IRR_p^{IPP}t}dt+\left\{\int_{t_1}^{t_2}[S^M-K_e^M+\right.\\
&\left.-F(r)-A(r)-F^M(r)-A^M(r)]\,\mathrm{e}^{-IRR_p^{IPP}t}dt\right\}(1-p)(1-v_m)+\\
&+\int_{t_2}^{T}[F(r)+A(r)+F^M(r)+A^M(r)]\mathrm{e}^{-IRR_p^{IPP}t}dt+\left\{\int_{t_2}^{T}[S^{\mathrm{mod}}-K_e^{\mathrm{mod}}+\right.\\
&\left.-F(r)-A(r)-F^M(r)-A^M(r)]\mathrm{e}^{-IRR_p^{IPP}t}dt\right\}(1-p)(1-v_m)=\\
&=\int_0^{T}[F(IRR_p^{IPP})+R(IRR_p^{IPP})]\mathrm{e}^{-IRR_p^{IPP}t}dt+\int_{t_1}^{T}[F^M(IRR_p^{IPP})+R^M(IRR_p^{IPP})]\,\mathrm{e}^{-IRR_p^{IPP}t}dt
\end{aligned}\tag{16}$$

– zdyskontowany okres zwrotu nakładów inwestycyjnych $DPBP^{IPP}$

$$\begin{aligned}
&\int_0^{t_1}\left[F+A+(S-K_e-F-A)(1-p)(1-v_m)\right]\mathrm{e}^{-rt}dt+\\
&+\int_{t_1}^{t_2}\left[F+A+F^M+A^M+\left(S^M-K_e^M-F-A-F^M-A^M\right)(1-p)(1-v_m)\right]\mathrm{e}^{-rt}dt+\\
&+\int_{t_2}^{DPBP^{IPP}}\left[F+A+F^M+A^M+\left(S^{\mathrm{mod}}-K_e^{\mathrm{mod}}-F-A-F^M-A^M\right)(1-p)(1-v_m)\right]\mathrm{e}^{-rt}dt=\\
&=\int_0^{T}(F+R)\mathrm{e}^{-rt}dt+\int_{t_1}^{T}\left(F^M+R^M\right)\mathrm{e}^{-rt}dt.
\end{aligned}\tag{17}$$

gdzie:

A – rata amortyzacji,
F – zmienne w czasie odsetki (koszty finansowe) od środków inwestycyjnych J_0; odsetki F są nieznaną funkcją zmiennych w czasie rat R; $F = F[R(t)]$,
K_e – zmienne w czasie roczne koszty eksploatacji,
p – zmienna w czasie stopa podatku dochodowego,
R – zmienna w czasie rata spłaty kredytu,
r – zmienna w czasie stopa dyskonta,
S_R – zmienny w czasie roczny przychód,
t – czas,
T – wyrażony w latach kalkulacyjny okres eksploatacji przedsiębiorstwa (elektrowni),

przy czym [3]:

$$A = R = \frac{J_0}{T}, \tag{18}$$

$$F \equiv F(r) = r[J_0 - (t-1)R], \qquad F^M \equiv F^M(r) = r[J_M - (t-1)R^M], \tag{19}$$

$$F^M(IRR_p^{IPP}) = IRR_p^{IPP}[J_M - (t-1)R^M], \tag{20}$$

$$A^M = R^M = \frac{J_M}{T - t_1}. \tag{21}$$

Przedziały czasu $\langle 0, t_1 \rangle$, $\langle t_1, t_2 \rangle$, $\langle t_2, T \rangle$ reprezentują kolejno lata eksploatacji elektrowni, elektrociepłowni przed, w trakcie i po ich modernizacji (por. rys. 1). Ze wzoru (16) po podstawieniu zależności (18)−(21) można wyznaczyć rynkową wartość elektrowni J_0 (por. wzór (14)).
Podstawiając we wzorach (15), (16), (17) za wielkości v_m i J_M wartości zero, $v_m = 0$, $J_M = 0$ otrzymuje się całkowitą wartość zysku netto *NPV*:

$$NPV = \int_0^T \left[S_R - K_e - F - R - \left(S_R - K_e - F - A\right)p\right] e^{-rt} dt, \tag{22}$$

przy czym

$$Z_R = S_R - K_e - F - A \tag{23}$$

jest rocznym zyskiem brutto osiąganym z eksploatacji elektrowni lub elektrociepłowni, a wyrażenie

$$P = (S_R - K_e - F - A)p \tag{24}$$

oznacza podatek dochodowy od tego zysku, a z warunku NPV = 0 wyznacza się pozostałe całkowite mierniki efektywności ekonomicznej inwestycji w zapisie z czasem ciągłym: wartość oprocentowania IRR, jakie przynosi zainwestowany kapitał J0 oraz wyrażony w latach czas jego zwrotu DPBP [3]:

$$\int_0^T (S_R - K_e) e^{-IRRt} dt = \int_0^T [F(IRR) + R(IRR)] e^{-IRRt} dt, \tag{25}$$

$$\int_0^{DPBP} \left[S_R - K_e - \left(S_R - K_e - F - A\right)p\right] e^{-rt} dt = \int_0^T (F + R) e^{-rt} dt. \tag{26}$$

Miernik *IRR* zgodnie z jego definicją [1] wyznacza się przy założeniu, że podatek dochodowy *P* (wzór (24)) równa się zero, $P = 0$.
Gdy we wzorach (15), (16), (17) podstawi się tylko za $J_M = 0$, otrzymuje się:

$$NPV^{IPP} = (1 - v_m)\int_0^T \left[S_R - K_e - F - R - (S_R - K_e - F - A)p\right] e^{-rt}\,dt\,, \qquad (27)$$

$$\int_0^T \left[F + A + (S_R - K_e - F - A)(1 - v_m)\right] e^{-IRR^{IPP} t}\,dt = \int_0^T \left[F(IRR^{IPP}) + R(IRR^{IPP})\right] e^{-IRR^{IPP} t}\,dt\,, \qquad (28)$$

$$\int_0^T \left[F + A + (S_R - K_e - F - A)(1 - p)(1 - v_m)\right] e^{-IRR_p^{IPP} t}\,dt = \int_0^T \left[F(IRR_p^{IPP}) + R(IRR_p^{IPP})\right] e^{-IRR_p^{IPP} t}\,dt\,, \qquad (29)$$

$$\int_0^{DPBP^{IPP}} \left[F + A + (S_R - K_e - F - A)(1 - p)(1 - v_m)\right] e^{-rt}\,dt = \int_0^T (F + R)\, e^{-rt}\,dt\,. \qquad (30)$$

Zapisy $F(IRR)$ i $R(IRR)$ po prawej stronie wzorów (16), (25), (28), (29) oznaczają, że koszt finansowy F i rata spłaty kredytu R są funkcjami stopy IRR, gdy natomiast po lewej ich stronie wielkości te, a także we wzorach (15), (17), (22), (26), (27), (30) są wraz z ratą amortyzacji A wyłącznie funkcjami stopy r. Prawe strony wzorów (25), (26), (28), (29), (30) reprezentują zdyskontowany nakład inwestycyjny J_0 (por. wzory (1)−(3)), natomiast sumy $F + A$ i $F^M + A^M$ we wzorach (22)−(30) reprezentują amortyzacje oprocentowane $\rho_N J_0, \rho_{N-M} J_M$ we wzorach (7)−(12) [1].

We wzorach (15)−(17), (22)−(30) dla wszystkich wielkości podcałkowych można założyć dowolne funkcje zmian w czasie ich wartości, np. dowolne scenariusze zmian w czasie cen nośników energii oraz jednostkowych stawek za emisje zanieczyszczeń do środowiska naturalnego [1−3]. Zapisy ciągłe kryteriów optymalności (15), (22), (27) mają zatem istotną przewagę nad zapisami dyskretnymi (1), (4). Pozwalają w łatwy i szybki sposób analizować zmiany wartości zysku NPV w celu znalezienia jego wartości największej z uwzględnieniem dowolnych, czasowych zmian wielkości, których jest funkcją. Co więcej, pozwalają na badanie zmienności funkcji NPV i sporządzenie jej wykresu z wykorzystaniem rachunku różniczkowego, co umożliwia uzyskanie całego szeregu dodatkowych, ważnych informacji, których bez niego nie można by, a co najmniej byłoby trudno, dostrzec. Pozwala *explicite* na ocenę wpływu poszczególnych wielkości wejściowych na wyniki końcowe, a przede wszystkim na łatwe i szybkie znalezienie nie tylko rozwiązania optymalnego, lecz także obszaru rozwiązań bliskich optymalnemu. Mało tego, pozwala na pokazanie charakteru ich zmian. Pozwala więc na dyskusję i analizę wyników badań. W technice, w ekonomii, w zastosowaniach ma to dużą, istotną wartość. Co więcej, modele matematyczne z czasem ciągłym pozwalają na wyciąganie wniosków o ogólnym charakterze, a jedynie droga od ogółu do szczegółu jest poprawna i daje możliwość uogólniania rozważań. Przejście natomiast od szczegółu do ogółu najczęściej – żeby nie powiedzieć, że zwykle – nie bywa prawdziwe.

Przedstawione modele NPV pozwalają nie tylko na wyciąganie wniosków dotyczących ekonomicznych uwarunkowań wdrażania poszczególnych technologii energetycznych i wybór najefektywniejszych ekonomicznie, ale także na określenie ekonomicznie uzasadnionych relacji cenowych pomiędzy nośnikami energii i wysokości taryf opłat środowiskowych. Można bowiem sformułować tezę, że relacje te mogą (powinny) być wyznaczane za pomocą kryterium minimalizacji jednostkowych kosztów wytwarzania elektryczności (wzór (34)), a więc dla wartości miernika *NPV* równego zero, dla opanowanych technologicznie i technicznie powszechnie stosowanych instalacji energetycznych. Mało tego, przedstawiony model pozwala na analizę wpływu na optymalną strategię inwestycyjną nie tylko wspomnianych relacji cenowych pomiędzy nośnikami energii i wysokości taryf opłat środowiskowych, ale także na przykład takich wielkości jak popyt na energię elektryczną, a więc wysokość jej produkcji.

3. Model matematyczny z czasem ciągłym poszukiwania optymalnej strategii inwestycyjnej w energetyce

Wybór optymalnej strategii inwestycyjnej powinien być dokonany przy maksymalizacji zdyskontowanego zysku:

$$NPV = \int_0^T \left[S_R - K_e - F - R - \left(S_R - K_e - F - A \right) p \right] e^{-rt} dt \rightarrow \max. \tag{31}$$

przy czym [2, 3]:

$$\begin{aligned} NPV = \Bigg\{ & N_{el}(1-\varepsilon_{el})t_R \frac{e_{el}^{t=0}}{a_{el}-r}[\mathrm{e}^{(a_{el}-r)T}-1] - (1+x_{wu,m,od})\frac{N_{el}t_R}{\eta_{el}}\frac{e_{pal}^{t=0}}{a_{pal}-r}[\mathrm{e}^{(a_{pal}-r)T}-1] + \\ & - \frac{N_{el}t_R}{\eta_{el}}\frac{\rho_{CO_2}p_{CO_2}^{t=0}}{a_{CO_2}-r}[\mathrm{e}^{(a_{CO_2}-r)T}-1] - \frac{N_{el}t_R}{\eta_{el}}\frac{\rho_{CO}p_{CO}^{t=0}}{a_{CO}-r}[\mathrm{e}^{(a_{CO}-r)T}-1] - \frac{N_{el}t_R}{\eta_{el}}\frac{\rho_{NO_X}p_{NO_X}^{t=0}}{a_{NO_X}-r}[\mathrm{e}^{(a_{NO_X}-r)T}-1] + \\ & - \frac{N_{el}t_R}{\eta_{el}}\frac{\rho_{SO_2}p_{SO_2}^{t=0}}{a_{SO_2}-r}[\mathrm{e}^{(a_{SO_2}-r)T}-1] - \frac{N_{el}t_R}{\eta_{el}}\frac{\rho_{pył}p_{pył}^{t=0}}{a_{pył}-r}[\mathrm{e}^{(a_{pył}-r)T}-1] - \frac{N_{el}t_R}{\eta_{el}}(1-u)\frac{\rho_{CO_2}e_{CO_2}^{t=0}}{b_{CO_2}-r}[\mathrm{e}^{(b_{CO_2}-r)T}-1] + \\ & - (1+x_{pł,p,ub})J(1-\mathrm{e}^{-rT})\frac{\delta_{rem}}{r} - J_0[(1-\mathrm{e}^{-rT})\frac{1}{T}+1]\Bigg\}(1-p). \end{aligned} \tag{32}$$

gdzie:

a_{el}, a_{pal}, $a_{\mathrm{CO_2}}$, a_{CO}, $a_{\mathrm{SO_2}}$, a_{NO_X}, $a_{pył}$, $b_{\mathrm{CO_2}}$ – sterowania [1–3],

N_{el} – moc brutto elektrowni, MW

ε_{el} – wskaźnik elektrycznych potrzeb własnych elektrowni (jego wartość zależy od zastosowanej technologii wytwarzania energii elektrycznej),

η_{el} – sprawność energetyczna brutto wytwarzania energii elektrycznej (jej wartość zależy od zastosowanej technologii),

u – udział energii chemicznej paliwa w całkowitym jej rocznym zużyciu, dla którego nie jest wymagany zakup pozwoleń na emisję CO_2,

$p_{\mathrm{CO_2}}$, p_{CO}, p_{NO_x} $p_{\mathrm{SO_2}}$, $p_{pył}$ – jednostkowe stawki za emisję CO_2, CO, NO_x, SO_2, pyłu, PLN/kg,

$x_{wu,m,od}$ – współczynnik uwzgledniający koszty wody uzupełniającej, materiałów pomocniczych, odpadów,

$x_{pł,p,ub}$ – współczynnik uwzgledniający koszty płac, podatków, ubezpieczeń itd.,

$\rho_{\mathrm{CO}_2}, \rho_{\mathrm{CO}}, \rho_{\mathrm{NO}_x}, \rho_{\mathrm{SO}_2}, \rho_{pył}$ – emisje CO_2, CO, NO_x, SO_2, pyłu z jednostki energii chemicznej paliwa, kg/GJ (zależą od rodzaju paliwa).

Równoważnym kryterium $NPV \rightarrow$ max poszukiwania optymalnej strategii inwestycyjnej w energetyce jest kryterium poszukiwania minimalnej wartości jednostkowego kosztu produkcji energii elektrycznej:

$$k_{el} \rightarrow \text{min}. \tag{33}$$

Koszt ten wyznacza się z zależności (32) z warunku $NPV = 0$. Jeśli dodatkowo założy się, że $a_{el} = 0$, to otrzymuje się wzór na średni jednostkowy koszt $k_{el,śr}$:

$$\begin{aligned} k_{el,śr} = \Bigg\{ & (1 + x_{wu,m,od}) \frac{e_{pal}^{t=0}}{a_{pal} - r} [\mathrm{e}^{(a_{pal}-r)T} - 1] + \frac{\rho_{CO_2} p_{CO_2}^{t=0}}{a_{CO_2} - r} [\mathrm{e}^{(a_{CO_2}-r)T} - 1] + \frac{\rho_{CO}\, p_{CO}^{t=0}}{a_{CO} - r} [\mathrm{e}^{(a_{CO}-r)T} - 1] + \\ & + \frac{\rho_{NO_X} p_{NO_X}^{t=0}}{a_{NO_X} - r} [\mathrm{e}^{(a_{NO_X}-r)T} - 1] + \frac{\rho_{SO_2} p_{SO_2}^{t=0}}{a_{SO_2} - r} [\mathrm{e}^{(a_{SO_2}-r)T} - 1] + \\ & + \frac{\rho_{pył} p_{pył}^{t=0}}{a_{pył} - r} [\mathrm{e}^{(a_{pył}-r)T} - 1] + (1-u) \frac{\rho_{CO_2} e_{CO_2}^{t=0}}{b_{CO_2} - r} [\mathrm{e}^{(b_{CO_2}-r)T} - 1] + \\ & + \frac{\eta_{el}}{rt_R} \left[(1 + x_{pł,p,ub}) i (1 - \mathrm{e}^{-rT}) \delta_{rem} + r i_0 \left(\frac{1 - \mathrm{e}^{-rT}}{T} + 1 \right) \right] \Bigg\} \frac{r}{\eta_{el} (1 - \varepsilon_{el})(1 - \mathrm{e}^{-rT})}. \end{aligned} \tag{34}$$

Najkorzystniejszą ekonomicznie technologią jest ta, dla której średni jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej $k_{el,śr}$ jest najmniejszy. Zależy on od jednostkowych nakładów inwestycyjnych i, elektrycznych potrzeb własnych ε_{el}, rocznego czasu pracy t_R, relacji cenowych pomiędzy nośnikami energii i ich zmian w czasie, udziału u energii chemicznej paliwa w całkowitym jej rocznym zużyciu, dla którego nie jest wymagany zakup pozwoleń na emisję CO_2, od taryfowych opłat za korzystanie ze środowiska naturalnego itd.

4. Wyniki szacunkowych obliczeń

Szacunkowe obliczenia średnich jednostkowych kosztów produkcji elektryczności za pomocą wzoru (34) przeprowadzono dla następujących technologii wytwarzania elektryczności:

- bloku na parametry nadkrytyczne z konwencjonalnym spalaniem powietrznym, na który szacunkowe jednostkowe nakłady inwestycyjne wynoszą i = 6,5 mln PLN/MW
- bloku nadkrytycznego z technologią *CCS* oxy-spalania, i_{oxy} = 9,1 mln PLN/MW
- bloku jądrowego, i_{atom} = 18 mln PLN/MW
- bloku gazowo-parowego na gaz ziemny, $i_{G\text{-}P}$ = 2,7 mln PLN/MW
- turbogeneratora wiatrowego, i_{TW} = 6,3 mln PLN/MW
- ogniwa fotowoltaicznego, i_{fot} = 6,3 mln PLN/MW (~1,5€/W).

Dla turbogeneratora wiatrowego i ogniwa fotowoltaicznego o małych mocach rzędu kilku kilowatów (tzw. instalacje prosumenckie) jednostkowe nakłady i_{TW} i i_{fot} wynoszą aż ok. 12 mln PLN/MW (~3€/W). W obliczeniach przyjęto jednostkowe ceny węgla i gazu w wysokościach: $e_{węg}$ = 11,4 PLN/GJ, e_{gaz} = 32 PLN/GJ.
W wyniku szacunkowych obliczeń otrzymano następujące wyniki średnich jednostkowych kosztów produkcji energii elektrycznej:

- w bloku węglowym na parametry nadkrytyczne bez instalacji CCS $k_{el} \geq 260$ PLN/MWh
- w bloku z instalacją CCS w technologii oxy-spalania $k_{el,oxy} = 500$ PLN/MWh
- w elektrowni jądrowej $k_{el,atom} = 420$ PLN/MWh
- w gazowo-parowej $k_{el,G-P} = 260$ PLN/MWh
- w turbogeneratorze wiatrowym $k_{el,TW} = 455$ PLN/MWh
- w ogniwie fotowoltaicznym, $k_{el,fot} = 1015$ PLN/MWh .

Aktualna cena sprzedaży energii elektrycznej przez krajowe elektrownie to ok. 180 PLN/MWh. Przeprowadzony szacunkowy rachunek ekonomiczny pokazuje, że stosowanie technologii *CCS* oxy-spalania w elektrowniach węglowych oraz stosowanie instalacji wiatrowych i fotowoltaicznych (tzw. odnawialnych źródeł energii, *OZE*) jest całkowicie ekonomicznie nieuzasadnione. Jednostkowe bowiem koszty wytwarzania w nich energii elektrycznej są wielokrotnie wyższe od jednostkowych kosztów ze źródeł na paliwa kopalne bez instalacji *CCS*. W przypadku technologii *CCS* wynika to z wysokich jednostkowych nakładów inwestycyjnych oraz dużych elektrycznych potrzeb własnych, w przypadku *OZE* z równie wysokich nakładów, równych jednostkowym nakładom na bloki na parametry nadkrytyczne, a także z bardzo krótkich rocznych czasów ich pracy. W warunkach polskich czasy te wynoszą ok. 750 h/rok dla ogniw fotowoltaicznych i ok. 1750 h/rok dla elektrowni wiatrowych (rok liczy 8760 h). Istnienie zatem *OZE* jest możliwe wyłącznie dzięki dotacjom finansowym ze Skarbu Państwa, a więc dzięki podatnikom (w krajach „starej piętnastki Unii Europejskiej elektryczność z ogniw fotowoltaicznych jest dotowana w wysokości 430 €/MWh, z turbin wiatrowych w wysokości 160 €/MWh). Gdy uwzględni się ponadto konieczność rezerwacji ich mocy bądź budowę instalacji do magazynowania wyprodukowanej w nich energii elektrycznej, na przykład za pomocą instalacji do produkcji wodoru, jednostkowe koszty wytwarzania w nich elektryczności szybują w górę. Dla źródeł wiatrowych nawet do wartości ok. 1000 PLN/MWh, dla fotowoltaicznych znacznie wyżej. Wielokrotnie zatem przewyższają jednostkowy koszt produkcji elektryczności w blokach węglowych na parametry nadkrytyczne nawet z instalacją *CCS* w technologii oxy-spalania, wynoszący ok. 500 PLN/MWh, i w jeszcze wyższym stopniu jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych, wynoszący ok. 420 PLN/MWh. W blokach bez instalacji *CCS* koszt ten wynosi co najmniej 260 PLN/MWh. Z powyższych względów przywódcy państw unijnych i Komisja Europejska w coraz większym stopniu wycofują swoje poparcie dla miraży odnawialnych źródeł energii, które mogą być przy tym wyłącznie uzupełnieniem elektrowni na paliwa kopalne, które jako jedyne są w stanie w sposób ciągły zapewnić potrzebną ilość energii elektrycznej, i zaczynają skłaniać się ku rozwiązaniu faworyzującemu „miks technologii niskoemisyjnych" obejmujących energię jądrową i sekwestrację dwutlenku węgla, co zostało zawarte w stanowisku z początków 2014 roku.

Należy przy tym pamiętać, że energia elektryczna z atomu w długim okresie czasu, tj. po zamortyzowaniu bloków, będzie tania, znacznie tańsza od energii ze zamortyzowanych bloków węglowych na parametry nadkrytyczne i to bez instalacji *CCS*. O jej cenie decydować będzie bowiem wówczas niemalże wyłącznie koszt paliwa jądrowego, który stanowi zaledwie kilka procent jednostkowego kosztu produkcji w nich elektryczności, podczas gdy w blokach węglowych koszt węgla stanowi kilkadziesiąt procent. I tak szacunkowe koszty jednostkowe dla poszczególnych technologii po zamortyzowaniu nakładów finansowych wynoszą:

- w bloku bez instalacji *CCS* $k_{el}^{\mathrm{amort}} = 160\ \mathrm{PLN/MWh}$
- w bloku z instalacją *CCS* $k_{el,oxy}^{\mathrm{amort}} = 230\,\mathrm{PLN/MWh}$
- w bloku jądrowym $k_{el,atom}^{amort} = 115\ \mathrm{PLN/MWh}$
- w bloku gazowo-parowym $k_{el,G-P}^{amort} = 220\ \mathrm{PLN/MWh}$
- w turbozespole wiatrowym $k_{el,TW}^{amort} = 120\ \mathrm{PLN/MWh}$
- w ogniwie fotowoltaicznym $k_{el,fot}^{amort} = 265\ \mathrm{PLN/MWh}$.

Dla turbiny wiatrowej i fotoogniwa są to wartości nie uwzględniające kosztów budowy i eksploatacji źródeł energii elektrycznej koniecznych do rezerwacji ich mocy lub do magazynowania wyprodukowanej w nich energii elektrycznej, na przykład w instalacji produkcji wodoru w procesie elektrolizy wody.

5. Wnioski

Przedstawione w artykule zapisy mierników *NPV*, *IRR*, *DPBP* oraz zbudowane za ich pomocą modele matematyczne w czasie ciągłym poszukiwania optymalnej strategii inwestycyjnej w energetyce mają ogromną, wręcz nie do przecenienia przewagę nad zapisami dyskretnymi. Należy jeszcze raz powtórzyć przytoczone już powyżej słowa, że zapisy ciągłe pozwalają na analizę modeli matematycznych za pomocą rachunku różniczkowego, bez którego nie można by, a co najmniej byłoby bardzo trudno dostrzec zależności pokazujące, jak zmieniają się wartości *NPV*, *IRR*, *DPBP* dla poszczególnych technologii energetycznych w zależności od czasowych zmian m.in. cen nośników energii, ich wzajemnych relacji oraz zakresu tych zmian, jak wpływają na te wartości sprawności energetyczne poszczególnych urządzeń, a jak popyt (roczna produkcja) na energię elektryczną itd.

Jak wynika z przeprowadzonych obliczeń, stosowanie technologii *CCS* oxy-spalania w elektrowniach węglowych jest całkowicie ekonomicznie nieuzasadnione i jest mało prawdopodobne, aby kiedykolwiek miało sens ekonomiczny i techniczny. Bardzo wysoki koszt wytwarzania w nich elektryczności spowoduje, co bardzo istotne, nie tylko zahamowanie wzrostu gospodarczego w krajach, w których technologia *CCS* byłaby stosowana, ale także brak akceptacji i niepokoje społeczne z powodu znacznych wówczas podwyżek cen energii elektrycznej. Koszt wytwarzania elektryczności w blokach węglowych z technologiami *CCS* jest bowiem co najmniej dwukrotnie wyższy od kosztów w blokach bez tych technologii. Jest nawet istotnie wyższy od kosztu w elektrowniach atomowych, mimo tego, że jednostkowe (na jednostkę zainstalowanej mocy) nakłady inwestycyjne na bloki jądrowe są dwukrotnie wyższe. Jeśli więc trend do ograniczania emisji gazów cieplarnianych będzie na świecie kontynuowany, a wszystko na to wskazuje, to wtedy jedynie racjonalnym i ekonomicznie uzasadnionym sposobem zastąpienia węgla i gazu w elektrowniach będzie zastąpienie ich paliwem rozszczepialnym. W przyszłości będzie to fuzja termojądrowa, pod warunkiem, że prace prowadzone nad jej technicznym opanowaniem zostaną uwieńczone sukcesem. Ludzkość będzie dysponowała wówczas niewyczerpanym źródłem „czystej" energii. Rozwiązaniem także na pewno nie są tzw. odnawialne źródła energii (*OZE*), które mogą być przy tym wyłącznie uzupełnieniem elektrowni systemowych, które jako jedyne są w stanie w sposób ciągły przez cały rok dostarczać potrzebną ilość energii elektrycznej. Turbozespoły wiatrowe i fotoogniwa można by wykorzystywać na przykład do produkcji wodoru w instalacjach elektrolizy wody, czyli jej rozkładu na wodór i tlen pod wpływem przepływu prądu elektrycznego. Energia potrzebna do produkcji kilograma wodoru w procesie elektrolizy jest jednak bardzo duża i wynosi aż 180 MJ. Jest więc półtorakrotnie większa od jego wartości opałowej W_d = 121 MJ/kgH. Istotna jest zatem odpowiedź na pytanie, czy cena kilograma uzyskanego w ten sposób wodoru będzie ekonomicznie opłacalna? Obecnie wodór pozyskiwany jest głównie w procesie reformingu metanu parą wodną zgodnie z reakcją endotermiczną: $CH_4 + H_2O \rightarrow CO + 3H_2$. Potrzeby energetyczne na ciepło (ciepło charakteryzuje się, w przeciwieństwie do energii elektrycznej, niską jakością, tj. niską egzergią) dla tej reakcji wynoszą 207 MJ/kmol CH_4. Są więc prawie 6 razy mniejsze na kilogram otrzymanego wodoru od potrzeb energetycznych w procesie elektrolizy, w którym są one ponadto zaspokajane nie ciepłem, a energia elektryczną. Energią tożsamą z egzergią, a więc energią o najwyższej jakości. Tym samym jednostkowe nakłady inwestycyjne na źródła jej wytwarzania, turbogenerator wiatrowy i fotoogniwo, są wielokrotnie większe od nakładów na instalację reformingu i stąd zasadne jest pytanie o ekonomiczną opłacalność produkcji wodoru z ich wykorzystaniem w procesie elektrolizy.

Literatura

1. Bartnik R., Bartnik B.: Rachunek ekonomiczny w energetyce, WNT, Warszawa 2014.
2. Bartnik R., Bartnik B.: Model matematyczny poszukiwania optymalnej strategii inwestycyjnej w energetyce, Energetyka, nr 1, 2015.
3. Bartnik R., Bartnik B.: Modele matematyczne z czasem ciągłym analizy i wyceny wartości rynku ciepła i energii elektrycznej oraz rynkowej wartości elektrowni i elektrociepłowni go zasilających, Energetyka, nr 7, 2015.

Prof. dr hab. inż. Ryszard BARTNIK
Dr inż. Zbigniew BURYN
Dr inż. Anna HNYDIUK-STEFAN
Instytut Innowacyjności Procesów i Produktów/Katedra Zarządzania Energetyką
Politechnika Opolska/Wydział Inżynierii Produkcji i Logistyki
45-758 Opole, ul. Prószkowska 76
Tel: +48 77 449 80 00
e-mail: r.bartnik@po.opole.pl
z.buryn@po.opole.pl
a.hnydiuk-stefan@po.opole.pl