

*Kazimierz Czopek**

ANALIZA PARAMETRÓW METODY DYSKONTOWEJ PRZY OCENIE INWESTYCJI NA ZŁOŻU WĘGLA BRUNATNEGO

1. Wprowadzenie

Węgiel brunatny jest jednym z podstawowych nośników energetycznych Polski, w szczególności w sektorze elektroenergetycznym, bowiem około 35% produkowanej energii elektrycznej pochodzi z tego paliwa. Warto dodać, że w chwili obecnej jest to energia najtańsza, koszt wyprodukowania 1 kWh z węgla brunatnego jest dla przykładu około 30% mniejszy niż w przypadku węgla kamiennego.

Ten dobry obraz należy jednak uzupełnić w kontekście „Polityki energetycznej Polski do 2030 roku” [7]. Głównie dlatego, że w dokumencie tym zakłada się wzrost produkcji elektrycznej netto o 56,7% z 128,8 TWh w 2010 roku do 201,8 TWh w 2030 roku. Węgiel brunatny jest natomiast jedynym paliwem, z którego produkcja energii ulegnie zmniejszeniu w liczbach bezwzględnych, z 44,7 TWh w 2010 roku do 42,3 TWh w roku 2030 (tab. 1).

W prognozie zapotrzebowania na paliwa do produkcji energii założono wobec tego spadek wydobycia węgla z 56,9 mln ton w 2009 roku do 45,7 mln ton w 2030 roku. Równocześnie dokument powyższy podaje, że moc zainstalowana na węglu brunatnym wzrośnie z 9 177 MW w 2010 roku do 10 884 MW w roku 2030.

Wątpliwości pojawiają się również dlatego, że nawet zmniejszona ilość przewidywanej do wyprodukowania energii elektrycznej z węgla brunatnego będzie trudna do uzyskania bowiem zasoby w aktualnie eksploatowanych złożach będą się kurczyć, uwzględniając nawet przewidywane zasoby satelitarne. Bez udostępnienia nowych złóż zrealizowanie planowanej produkcji energii praktycznie nie będzie możliwe. Za udostępnieniem nowych złóż węgla brunatnego przemawiają także następujące założenia przyjęte w prognozie. Słusznie prognoza preferuje znaczny wzrost produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, szczególnie energetyki wiatrowej, która ma mieć w 2030 roku 7 867 MW mocy wytwór-

* Wydział Górnictwa i Geoinżynierii, Akademia Górniczo-Hutnicza, Kraków

czej, a także energetyki jądrowej o mocy 4 800 MW w 2030 roku. Rzecz w tym, że aktualna sytuacja oraz postępy czynione w tym zakresie wskazują, że realizacja tych zamierzeń będzie raczej niemożliwa z przyczyn prawnych, organizacyjnych, ekologicznych, a szczególnie z przyczyn ekonomicznych.

Wydaje się zatem koniecznym obowiązkowo podkreślenie możliwości wykorzystania dostępnego paliwa, węgla brunatnego, z którego produkcja energii elektrycznej będzie konkurencyjna ekonomicznie, nawet przy konieczności niezbędnych opłat za emisję CO₂.

TABELA 1

Produkcja energii elektrycznej netto w Polsce

Paliwo	2010		2030	
	[TWh]	[%]	[TWh]	[%]
Węgiel kamienny	68,2	52,95	71,8	35,58
Węgiel brunatny	44,7	34,7	42,3	20,96
Ropa i produkty naftowe	1,9	1,47	3,0	1,49
Gaz ziemny	4,4	3,42	13,4	6,64
Odnawialne źródła energii (OZE)	8,0	6,21	38,0	18,83
Wodne pompowe	1,0	0,78	1,0	0,49
Energetyka jądrowa	–	–	31,6	15,66
Odpady	0,6	0,47	0,7	0,35
Razem	128,8	100,0	201,8	100,0

Z powyższego wynika, że realizacja programu energetyki na węglu brunatnym wymagać będzie nie tylko zagospodarowania złóż satelitarnych w istniejących zagłębiach ale także udostępnienia nowych złóż w innych regionach. Ocena opłacalności zagospodarowania nowego złoża zależeć będzie przede wszystkim od dwu kryteriów; ekonomicznego i ekologicznego. W niniejszym artykule poddano ocenie kryterium ekonomiczne na etapie oceny ekonomicznej zagospodarowania złoża jako zamierzenia inwestycyjnego.

2. Czynniki oceny ekonomicznej inwestycji na nowym złożu

Spośród kilku metod oceny ekonomicznej inwestycji wykorzystuje się najczęściej metodę dyskontową, w której najważniejszym kryterium oceniającym opłacalność ekonomiczną inwestycji, jest wartość zaktualizowanych przepływów pieniężnych netto *NPV* oraz wewnętrzna stopa zwrotu *IRR* [2, 3, 6].

Wartość zaktualizowanych przepływów pieniężnych netto NPV wylicza się ze wzoru:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \left[\left(\frac{CF_t}{(1+r)^t} - \frac{I_t}{(1+r)^t} \right) + \frac{Re}{(1+r)^t} \right] \quad (1)$$

gdzie:

- CF_t — nadwyżka finansowa w roku t ,
- I_t — nakłady inwestycyjne w roku t ,
- r — stopa dyskontowa,
- t — kolejny rok w ocenie inwestycji, ($t = 1, 2, \dots, n$),
- Re — wartość rezydualna inwestycji w roku t .

Nadwyżka finansowa to suma zysku operacyjnego po opodatkowaniu oraz amortyzacji:

$$CF_t = NOPAT + A_t \quad (2)$$

$$NOPAT = EBIT \cdot (1-T) \quad (3)$$

gdzie:

- $EBIT_t$ — zysk operacyjny w roku t ,
- A_t — kwota amortyzacji w roku t ,
- $NOPAT_t$ — zysk operacyjny po opodatkowaniu w roku t ,

czyli:

$$EBIT = P_{ot} - K_{ot} \quad (4)$$

$$NOPAT = (P_{ot} - K_{ot}) \cdot (1-T) \quad (5)$$

gdzie:

- P_{ot} — przychód operacyjny w roku t ,
- K_{ot} — koszty operacyjne w roku t ,
- T — stawka podatku dochodowego CIT.

Wzór (1) można zatem wyrazić następująco:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \left[\frac{(P_{ot} - K_{ot}) \cdot (1-T) - I_t + A_t}{(1+r)^t} + \frac{Re}{(1+r)^t} \right] \quad (6)$$

Uwzględniając specyfikę węgla brunatnego, do wzoru (6) wprowadzono dalsze szczegółowe zapisy, czyli [1, 4, 5]:

$$P_{ot} = p \cdot x_{pt} \quad (7)$$

oraz

$$K_{ot} = x_{Mt} \cdot k_{jM} \quad (8)$$

gdzie:

- p — cena sprzedaży węgla, zł/Mg,
- x_{pt} — ilość sprzedanego węgla w roku t , Mg,
- x_{Mt} — ilość wydobytej masy (nadkład + węgiel) w roku t , m³,
- k_{jM} — koszt jednostkowy wydobycia masy, zł/m³.

Ostateczny wzór na wartość NPV przyjmie wówczas postać:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{(p \cdot x_{pt} - x_{Mt} \cdot k_{jM}) \cdot (1 - T) - I_t + A_t}{(1 + r)^t} + \frac{Re}{(1 + r)^t} \quad (9)$$

Wewnętrzna stopa zwrotu IRR to taka wartość stopy dyskontowej we wzorze (9), przy której NPV przyjmuje wartość zero:

$$IRR = r, \text{ przy } NPV = 0$$

Na opłacalność inwestycji, czyli na dodatni wynik zdyskontowanych przepływów pieniężnych (9), ma zatem wpływ dziewięć czynników; nakłady inwestycyjne I_t , stopa dyskontowa r , okres oceny inwestycji t — w tym ilość lat cyklu inwestycyjnego k , wartość rezydualna inwestycji Re , stawka podatku dochodowego T , cena sprzedaży węgla p , ilość sprzedawanego węgla w roku — x_{pt} , roczne wydobycie masy x_{Mt} , koszt jednostkowy wydobycia masy k_{jM} .

2.1. Nakłady inwestycyjne — I_t

Wartość nakładów inwestycyjnych koniecznych do zagospodarowania nowego złoża będzie sprawą indywidualną dla każdego złoża. Można natomiast sprecyzować ogólne czynniki warunkujące wartość tych nakładów. Wydaje się, że głównym czynnikiem będzie przyjęta wielkość wydobycia rocznego nie tylko węgla ale przede wszystkim masy. Znaczący wpływ będą miały rozwiązania techniczno-technologiczne, przede wszystkim przyjęty

układ technologiczny z koniecznymi urządzeniami i maszynami podstawowymi oraz objętość wkopu udostępniającego.

O nakładach inwestycyjnych będzie również decydować teren pod którym zalega złożę, jego stopień urbanizacji, konieczne wykupienia, przesiedlenia, zmiana instalacji i urządzeń liniowych.

Według najbardziej ogólnego schematu przyjmuje się, że struktura nakładów inwestycyjnych na danym złożu przedstawia się następująco:

- roboty przygotowawcze, zasilanie, odwodnienie; 20% nakładów,
- zakup maszyn podstawowych i urządzeń; 40% nakładów,
- budowa wkopu; 40% nakładów.

2.2. Stopa dyskontowa — r

Ustalanie stopy dyskontowej przy ocenie ekonomicznej efektywności każdego zamierzenia inwestycyjnego jest trudnym zadaniem, ponieważ jest to w każdym przypadku indywidualna decyzja inwestora. Przyjęta stopa dyskontowa jest wówczas stopą zwrotu z zainwestowanego kapitału. Należy przy tym brać pod uwagę fakt, że każda inwestycja jest obarczona określonym ryzykiem. Zatem przy ustalaniu stopy dyskontowej musimy uwzględnić wspomniane ryzyko.

Stopa dyskontowa jest wówczas stopą nominalną, wyznaczaną różnymi sposobami, najczęściej trzema poniższymi:

- według modelu *CAMP*;
- według średnioważonego kosztu kapitału *WACC*, jeżeli inwestycja jest finansowana częściowo kapitałem własnym, a częściowo kapitałem obcym;
- według stopy dyskontowej wyznaczonej przez bank, jeżeli inwestycja jest finansowana kredytem z tego banku.

W pierwszym przypadku (modelu *CAMP*) stopa dyskontowa jest przyjmowana jako minimalna stopa zwrotu z inwestycji tak, aby nie zmniejszyła się wartość rynkowa inwestora. Inwestycja może być realizowana wówczas, jeżeli stopa zwrotu inwestycji nie będzie niższa od stopy zwrotu z zainwestowania na rynku kapitałowym, przy porównywalnym poziomie ryzyka.

Możliwość stosowania tego sposobu jest co prawda możliwa, niemniej jednak wymaga to dysponowania szczegółowymi informacjami o funkcjonowaniu rynku kapitałowego, w szczególności znajomości tak zwanego współczynnika β projektu.

Drugi z wymienionych sposobów ustalania stopy dyskontowej z wykorzystaniem średnioważonego kosztu kapitału jest częściej stosowany w praktyce. Ma to miejsce wówczas, jeżeli przy finansowaniu projektu inwestycyjnego korzystamy z kapitału własnego i obcego. Średnioważony koszt kapitału *WACC* (*Weighted Average Cost of Capital*) jest wówczas stopą zwrotu inwestora korzystającego z obcego źródła, przy czym wspomniana stopa zwrotu

nie może być niższa od tej, którą osiągnęliby pożyczkodawcy inwestując swój kapitał w inny sposób, przy porównywalnym poziomie ryzyka w obu przypadkach.

Średnioważony koszt kapitału — *WACC* wyznaczamy według wzoru:

$$WACC = r_D \cdot (1 - T) \cdot \frac{D}{V} + r_E \cdot \frac{E}{V} \quad (10)$$

gdzie:

- r_D — oprocentowanie kapitału obcego, %,
- T — stopa podatku dochodowego, %,
- D — kapitał obcy, zł,
- r_E — stopa zwrotu z kapitału własnego, %,
- E — kapitał własny, zł,
- V — suma kapitałów własnego i obcego.

W trzecim przypadku, czyli przy wyznaczaniu stopy procentowej kredytu przez banki, punktem wyjścia jest stopa bazowa, którą jest:

- rynkowa stopa referencyjna, dla kredytu o zmiennym oprocentowaniu, jest to stopa na rynku międzybankowym, dla polskiej waluty jest to stopa WIBOR;
- bankowa stopa referencyjna, dla kredytu o stałym oprocentowaniu, ustalana na podstawie rynku międzybankowego jako największa wartość z cen oferowanych.

Aktualnie zdecydowana większość banków określa wysokość oprocentowania kredytów o zmiennym oprocentowaniu na podstawie stawki WIBOR 3M według schematu:

$$\text{Oprocentowanie kredytu} = \text{stawka WIBOR 3M} + \text{Marża ryzyka} \quad (11)$$

Rynkowa stopa referencyjna jest wynikiem podaży i popytu na rynku międzybankowym. Przyjmuje się przy tym, że stawka WIBOR 3M powinna się mieścić w granicach dwu stóp *NBP*:

$$\text{Stopa redyskontowa} \leq \text{WIBOR 3M} \leq \text{Stopa lombardowa} \quad (12)$$

Marża ryzyka jest wynikiem indywidualnej decyzji konkretnego banku w stosunku do konkretnego kredytobiorcy. Wysokość marży ryzyka zależy przede wszystkim od okresu kredytowania i stopnia ryzyka kredytobiorcy, co pokazuje przykład wybranego banku „A” zamieszczony w tabeli 2.

TABELA 2
Marża ryzyka Banku „A”, [%]

Okres kredytowania	Stopień ryzyka			
	niski	średni	podwyższony	wysoki
do 6 miesięcy	1,50	2,00	2,25	2,50
do 12 miesięcy	1,75	2,25	2,75	3,25
do 24 miesięcy	2,25	2,75	3,25	4,00
powyżej 24 miesięcy	2,50	3,00	3,75	4,50

W trakcie pisania artykułu stawka WIBOR 3M ustabilizowała się na wartości 3,85%, wobec tego można byłoby proponować następujący zakres stóp redyskontowych przy ocenie efektywności ekonomicznej zagospodarowania nowego złoża:

- $r = 6,50\%$; WIBOR 3M + 2,65%,
- $r = 7,0\%$; WIBOR 3M + 3,15%,
- $r = 7,50\%$; WIBOR 3M + 3,65%.

2.3. Okres oceny inwestycji — t , ilość lat cyklu inwestycyjnego — k

Jeżeli oceniamy projekt inwestycji poprzez wartość zaktualizowanych przepływów pieniężnych netto NPV wyrażoną wzorem (9), wówczas cały okres oceny inwestycji jest oczywiście ważny, bowiem każdy kolejny rok zwiększa sumę dodatnich przepływów pieniężnych. Wiadomo jednak, że dodatnie przepływy pieniężne w kolejnych latach będą drastycznie maleć z uwagi na występujący we wzorze (9) współczynnik dyskontujący a_t , ale zakładamy że będą dodatnie:

$$a_t = \frac{1}{(1+r)^t} \quad (13)$$

Dużo ważniejszą rolę na wartość NPV ma długość cyklu inwestycyjnego k oraz rozkład nakładów inwestycyjnych w poszczególnych latach tego cyklu.

Aby to wyjaśnić wystarczy posłużyć się prostym przykładem projektu inwestycyjnego, który wymaga wydatkowania $I = 100$ mln zł przy stopie dyskontowej $r = 7,5\%$, okres oceny inwestycji t wynosi wówczas:

- 16 lat, przy cyklu inwestycyjnym $k = 6$ lat,
- 15 lat, przy cyklu inwestycyjnym $k = 5$ lat,
- 14 lat, przy cyklu inwestycyjnym $k = 4$ lat,
- 13 lat, przy cyklu inwestycyjnym $k = 3$ lat,

- 12 lat, przy cyklu inwestycyjnym $k = 2$ lat,
- 11 lat, przy cyklu inwestycyjnym $k = 1$ lat,

Obliczenia zestawiono w tabeli 3.

TABELA 3
Wartość *NPV* w zależności od długości cyklu inwestycyjnego

Wyszczególnienie	Cykl inwestycji, lata					
	1	2	3	4	5	6
Zdyskontowane nakłady inwestycyjne, [mln zł]	-558,138	-538,668	-520,104	-502,399	-485,506	-469,384
Zdyskontowane dodatnie przepływy pieniężne, [mln zł]	+638,517	+593,969	+552,529	+513,980	+478,121	+444,764
<i>NPV</i> , [mln zł]	+80,379	+55,301	+32,425	+11,581	-7,385	-24,620

Z danych wynika, że co prawda najmniejsza ujemna wartość zdyskontowanych nakładów inwestycyjnych występuje przy cyklu inwestycyjnym 6 lat, ale równocześnie z uwagi na pomniejszający skutek współczynnika dyskontującego, przy cyklu 6 letnim, otrzymujemy najmniejszą wartość zdyskontowanych dodatnich przepływów pieniężnych, i w efekcie najwyższą ujemną wartość *NPV*. Z przykładu można byłoby postawić wniosek, że czym krótszy cykl inwestycyjny tym korzystniejszy efekt końcowy, czyli wartość *NPV*.

Na ostateczną ocenę projektu inwestycyjnego ma również znaczący wpływ rozłożenie nakładów inwestycyjnych w poszczególnych latach cyklu inwestycyjnego. W tabeli 4 zamieszczono cztery sposoby wydatkowania wspomnianych wcześniej 600 mln zł łącznych nakładów w kolejnych sześciu latach cyklu.

Najkorzystniejszy efekt uzyskujemy inwestując małe kwoty w pierwszych latach i zwiększając wydatki w kolejnym roku cyklu, jest to przypadek czwarty, a zdyskontowane nakłady inwestycyjne wynoszą wówczas — 438,372 mln zł. Najbardziej niekorzystnym rozwiązaniem jest natomiast inwestowanie dużych kwot w pierwszych latach cyklu, przy zmniejszających się kwotach w kolejnych latach, to przypadek trzeci w tabeli 4, przy którym zdyskontowane nakłady inwestycyjne wyniosły — 500,397 mln zł.

Należy oczywiście dodać, że nie w każdym przypadku możemy dowolnie ustalać okres cyklu inwestycyjnego oraz dowolnie kształtować wydatki inwestycyjne w poszczególnych latach cyklu. Jest to jednak informacja, że jeśli takie możliwości występują, to można w ten sposób kształtować wynik zdyskontowanych przepływów pieniężnych netto *NPV*.

TABELA 4

Wartość zdyskontowanych nakładów inwestycyjnych przy różnym rozłożeniu wydatków w cyklu

Nakłady inwestycyjne w kolejnych latach cyklu, [mln zł]						Zdyskontowane nakłady inwestycyjne, [mln zł]
1	2	3	4	5	6	
-100	-100	-100	-100	-100	-100	-469,384
-50	-100	-150	-150	-100	-50	-468,163
-175	-150	-125	-75	-50	-20	-500,397
-25	-50	-75	-125	-150	-175	-438,372

2.4. Wartość rezydualna inwestycji — R_e

Wartość ta na pewno będzie uzależniona od poniesionych wcześniej nakładów inwestycyjnych, czasu t w którym oceniamy efektywność zagospodarowania złoża, sposobu wykorzystania pozostającej infrastruktury. W przybliżeniu ocenia się, że wartość R_e wynosi około 10–20% poniesionych nakładów inwestycyjnych.

2.5. Stawka podatku dochodowego — T

W chwili obecnej stawka ta, czyli podatek dochodowy od osób prawnych CIT wynosi 19%.

2.6. Cena sprzedaży węgla — p

Z uwagi na nierynkowy charakter węgla brunatnego oraz uzależnienie kopalni od skopanej z nią elektrowni, cena węgla brunatnego musi być rozpatrywana w kontekście pięciu wymienionych poniżej czynników:

- kosztów jednostkowych wydobycia węgla, k_{jw} ;
- parametrów jakościowych węgla; wartości opalowej Q , zawartości siarki S , zawartości popiołu A ;
- struktury kosztów produkcji energii elektrycznej w elektrowni;
- emisji CO_2 ;
- rynku energii elektrycznej.

Uwzględniając pierwszy czynnik z pozycji podstawowych zasad rentowności można byłoby stwierdzić, że cena węgla brunatnego powinna być większa od kosztu jednostkowego wydobycia. W niedalekiej przeszłości, według obowiązujących wówczas zapisów prawa energetycznego i stosownego w tym zakresie rozporządzenia ministra gospodarki, cena wę-

gła brunatnego pokrywała uzasadnione koszty działalności górniczej oraz marżę zysku, nie wyższą niż 10%.

Po wprowadzeniu wolnego rynku energii, kopalnia musi dostosować koszty wydobycia do realiów elektrowni.

Jakość węgla znacząco wpływa na cenę węgla, przy czym najistotniejsze parametry w tym przypadku to kaloryczność węgla, zawartość siarki, zawartość popiołu, zawartość wilgoci. Nie obowiązujące zapisy wspomnianego wcześniej rozporządzenia określały między innymi ogólną formułę na wyznaczenie ceny węgla:

$$c_{wb} = c_w \cdot \left\{ \frac{Q_R}{8850} - \frac{A_R - 12,0}{K} - \frac{S_R - 0,6}{L} \right\} \quad (14)$$

gdzie:

- c_{wb} — cena węgla rzeczywistego, zł/Mg,
- Q_R — rzeczywista wartość opałowa węgla, kJ/kg,
- A_R — rzeczywista zawartość popiołu w węglu, %,
- K, L — wskaźniki liczbowe ustalane w umowie.

Zarówno w elektrowniach opalanych węglem brunatnym jak i węglem kamiennym w koszcie produkcji 1 MWh, koszt paliwa stanowi około 50%. Nie należy się zatem dziwić, że elektrownia działająca w warunkach rynkowych będzie dążyć do obniżania ceny kupowanego węgla. Oznacza to, że w warunkach rynkowych zmniejszenie kosztu produkcji 1 MWh wymuszać będzie oszczędności zarówno w kopalni, jak i elektrowni.

Produkcja energii elektrycznej z węgla brunatnego wiąże się niestety z koniecznością emisji CO₂, nieco większą niż w przypadku węgla kamiennego. Przyjmuje się ogólnie, że stanowi to około 1,2 Mg CO₂ przy produkcji 1 MWh energii elektrycznej z węgla brunatnego.

Jest to poważny problem ekologiczny, techniczny i ekonomiczny. Jesteśmy zobligowani do zaostreżenia wymogów ekologicznych sformułowanych między innymi w pakiecie energetycznym 3 × 20, czyli:

- redukcji emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 20% w odniesieniu do poziomu z 1990 r.,
- osiągnięcie 20% udziału energii odnawialnej w całkowitym zużyciu energii,
- zmniejszenie zużycia energii pierwotnej o 20% w stosunku do poziomu zużycia bez działań oszczędnościowych.

W przypadku emisji CO₂, według Dyrektywy 2003/87/WE dotyczącej handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych, Polska zgłosiła zapotrzebowanie na emisję CO₂ w ilości 284 mln ton CO₂ średniorocznie w latach 2008–2012, tymczasem przyznane uprawnienia wynoszą 208,5 mln Mg CO₂ średniorocznie, znacznie poniżej faktycznej emisji. Oznacza to konieczność dokupienia brakujących ilości, co w efekcie spowoduje wzrost cen

energii. Dla Grupy PGE SA, tylko w latach 2010–2012 planuje się emisję CO₂ w ilości około 60 mln Mg rocznie, natomiast przydział uprawnień na te lata to około 48 mln Mg CO₂ rocznie.

Najważniejszy problem techniczny związany z ograniczeniem emisji CO₂ to perspektywa wychwywania i magazynowania CO₂ (CCS — *Carbon Capture and Storage*) z równoczesną modernizacją zużytych technicznie i ekonomicznie urządzeń wytwórczych w polskich elektrowniach. Zamierzenia te wymagać będą znacznych nakładów inwestycyjnych, które także spowodują wzrost cen energii. Przykładem realizacji tych zamierzeń w przypadku węgla brunatnego jest będąca na ukończeniu budowa bloku 13 w elektrowni Bełchatów o mocy 833 MW (planowana do osiągnięcia 858 MW), o przewidywanej emisji CO₂ w ilości 0,75 Mg/MWh. Podobne parametry posiada blok Pątnów II w grupie ZE PAK SA w Koninie.

Średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej z węgla brunatnego w ostatnich dwu latach przedstawiały się następująco; w 2007 r. — 136,65 zł/MWh, w 2008 r. — 142,54 zł/MWh. W najbliższych latach prognozowany jest wzrost cen energii, w dużej mierze zależny od cen za emisję CO₂. W związku z nie do końca wyjaśnionymi limitami, różne źródła oceniają, że cena ta może się wahać od 10 €/1Mg CO₂ nawet do 80 €/1Mg CO₂. Najczęściej podaje się, że średnia cena powinna kształtować się w wysokości 15 €/1Mg CO₂. Wymienia się także dwa scenariusze. W pierwszym, kiedy przyznane limity emisji CO₂ będą zbliżone do faktycznych potrzeb, wówczas cena emisji wyniesie średnio 15 €/1Mg CO₂. W drugim, przy dużo mniejszych limitach niż potrzeby, ceny wzrosną do 35 €/1Mg CO₂.

Przyjmując wymienione wcześniej sposoby poprawy funkcjonowania zespołu Kopalnia-Elektrownia, w szczególności następujące założenia:

- obniżenie kosztów jednostkowych wydobycia węgla o 10%,
- rentowność sprzedaży kopalni i elektrowni 15%,
- poprawa sprawności elektrowni do 41%,
- obniżenie kosztu zużycia węgla w elektrowni o 5%,
- emisja CO₂, 1Mg/MWh,
- cena emisji CO₂, 15 €/1Mg CO₂,
- energia produkowana z węgla brunatnego będzie dalej rentowna w stosunku do innych źródeł.

2.7. Ilość sprzedanego węgla w roku — x_{pt} , roczne wydobycie masy — x_{Mt}

W proponowanej metodzie dyskontowej proponuje się przyjmować, że oba parametry będą miały charakter deterministyczny. Zarówno wydobycie roczne węgla, jak i nakładu, a więc i masy, byłyby wyznaczane w harmonogramie realizacji inwestycji. Dla uproszczenia rozważań należałoby przyjąć, że ilość wydobywanego węgla będzie w całości sprzedawana do elektrowni, co praktycznie tak jest realizowane.

Jak wiadomo, w rzeczywistości tak idealnie nie jest, występują wahania roczne wydobycia a także odbioru węgla przez elektrownię. Uwzględnienie tego faktu wymagałoby po-

traktowania wymienionych parametrów jako zmiennych losowych, mogących przyjmować wartości z określonego przedziału. Należałoby wówczas rozpatrywać te parametry w kontekście ryzyka, ale zagadnienie to wykracza poza tematykę niniejszego referatu.

2.8. Koszt jednostkowy wydobycia masy — k_{jM}

Analiza kosztów wydobycia w przypadku węgla brunatnego ma swoją specyfikę, różną nie tylko od innych branż górniczych ale także różną od każdej innej działalności. Chodzi o to, że w węglu brunatnym koszty wydobycia w małym stopniu zależą od skali wydobycia węgla bowiem o wielkości kosztów decyduje skala wydobycia nadkładu, a w zasadzie skala wydobycia masy (nadkład + węgiel). Z tego też względu w węglu brunatnym najkorzystniej jest analizować nie koszty łączne, a koszt jednostkowy wydobycia węgla — k_{jw} , którego wartość wzrasta wprost proporcjonalnie do wzrostu wskaźnika $N:W$. Na ostateczną wartość kosztu jednostkowego węgla, oprócz wskaźnika $N:W$, mają oczywiście wpływ wszystkie pozostałe czynniki geologiczne, a także rozwiązania górniczo-technologiczne oraz organizacyjno-zarządcze. Wpływ wszystkich z nich na koszty wydobycia węgla brunatnego odzwierciedla tak zwany koszt jednostkowy wydobycia masy — k_{jM} , wówczas możemy powiedzieć, że koszt jednostkowy wydobycia węgla jest funkcją dwu czynników, wskaźnika $N:W$ oraz kosztu jednostkowego wydobycia masy:

$$k_{jw} = f(N:W, k_{jM}) \quad (15)$$

gdzie:

k_{jw} — koszt jednostkowy wydobycia węgla, zł/Mg,

$N:W$ — wskaźnik nadkładu do węgla, m³/Mg,

k_{jM} — koszt jednostkowy wydobycia masy, zł/m³.

Operowanie kosztem jednostkowym masy przy ocenie efektywności inwestycji na węglu brunatnym ma tę zaletę, że przyjęcie określonej jego wartości pozwala przewidywać nakłady inwestycyjne, gdyż budowa wkopu to przecież około 40% tych nakładów. Ze znajomości jednostkowego kosztu wydobycia masy możemy ustalać koszt jednostkowy wydobycia węgla a także szacować koszt sprzedaży węgla do elektrowni.

3. Podsumowanie

Znaczący udział taniej energii z węgla brunatnego wskazywałby aby paliwo to również w przyszłości odgrywało podobną rolę. Aby tak się stało konieczne będzie zagospodarowanie zarówno złóż satelitarnych jak również zupełnie nowych złóż, w nowych rejonach. Muszą przy tym być zachowane dwa podstawowe kryteria, ochrona środowiska, w tym rozwiązanie problemu emisji CO₂, oraz efektywność ekonomiczna inwestycji na nowych złożach.

Artykuł omawia ten ostatni problem, w szczególności koncentrując się na analizie dopuszczalnych wartości parametrów przy wyznaczaniu zdyskontowanych przepływów pieniężnych netto *NPV*. Podstawowy wzór na wartość *NPV* został zmodyfikowany koniecznością uwzględnienia specyfiki węgla brunatnego. Dotyczy to uwzględnienia w obliczeniach jednostkowego kosztu wydobycia masy, zamiast tradycyjnie przyjmowanego kosztu jednostkowego wydobycia węgla. Ułatwia to dokładniejsze określenie niezbędnych nakładów inwestycyjnych na budowę wkopu a także przepływów pieniężnych w kolejnych latach funkcjonowania kopalni.

LITRATURA

- [1] *Bednarczyk J.*: Perspektywiczne scenariusze rozwoju wydobycia i przetworzenia węgla brunatnego na energię elektryczną. *Węgiel Brunatny*, nr 4/65, 2008, str. 11–22
- [2] *Behrens W., Hawranek P.M.*: Poradnik przygotowania przemysłowych studiów feasibility. Warszawa, UNIDO, 1993
- [3] *Czopek K.*: Studia wykonalności dla opracowanych technologii udostępnienia i eksploatacji dodatkowych zasobów i złóż perspektywicznych. Projekt FORESIGHT, Kraków, Wydawnictwo WGiG, 2006–2008
- [4] *Czopek K., Sierpień M.*: Analiza wariantowa opłacalności zagospodarowania nowego złoża węgla brunatnego. Dylematy polskiej polityki energetycznej, PAN-IGSMiE, Zakopane 11–14.10.2009, str. 57–76
- [5] *Czopek K., Trzaskus-Żak B.*: Koszty i ceny węgla brunatnego w warunkach rynkowych. Dylematy polskiej polityki energetycznej. PAN-IGSMiE, Zakopane 11–14.10.2009, str. 77–90
- [6] *Gastkowska-Drzewiecka T.*: Projekty inwestycyjne. Finansowanie, metody i procedury oceny. Gdańsk ODDK, 1997
- [7] *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku*. Ministerstwo Gospodarki, Warszawa, 2009