

Leszek JURDZIAK*, Justyna WIKTOROWICZ**

Wpływ niepewności dotyczącej nałożonych restrykcji na emisję CO₂ na opłacalność produkcji prądu elektrycznego z węgla brunatnego

STRESZCZENIE. Na bazie modelu bilateralnego monopolu kopalni węgla brunatnego i elektrowni oraz 11 wyrobisk docelowych wygenerowanych w procesie optymalizacji Lerchsa-Grossmanna dla złoża Legnica przeprowadzono badanie wpływ niepewnych parametrów na opłacalność produkcji energii elektrycznej z węgla brunatnego. Analizę ryzyka przeprowadzono metodą scenariuszy oraz symulacji Monte Carlo, biorąc pod uwagę m.in. wpływ ceny i ilości pozwoleń na emisję CO₂ koniecznych do zakupu na niezdykontowany zysk całego układu i jego części. W artykule omówiono wyniki symulacji wskazując na sprzeczność interesów kopalni i elektrowni (maksymalizację ich zysku przy eksploatacji różnych wyrobisk) oraz korzyści z ich integracji pionowej w postaci redukcji ryzyka i opłacalnej eksploatacji większych wyrobisk. Wykazano, że spodziewana korelacja cen energii i cen pozwoleń na emisję redukuje ryzyko poniesienia straty przy eksploatacji złoża Legnica.

SŁOWA KLUCZOWE: bilateralny monopol, optymalizacja Lerchsa-Grossmanna, analiza ryzyka, metoda scenariuszy, symulacja Monte Carlo, integracja pionowa.

* Dr inż., ** Mgr inż. – Instytut Górnictwa, Politechnika Wroclawska, Wrocław.

1. Optymalne rozwiązanie dla bilateralnego monopolu

W wyniku optymalizacja Lerchsa-Grossmanna i procesu parametryzacji złoża węgla brunatnego (np. w programie NPVScheduler) otrzymuje się szereg zagnieżdżonych wyrobisk, z których każde jest optymalne dla zadanego poziomu ceny kopaliny. Każde z nich dla konkretnej ceny węgla maksymalizuje niezdyktowane przepływy z jego eksploatacji. Podstawą optymalizacji jest model wartościowy złoża, w którym na bazie parametrów jakościowych kopaliny i ich rozkładu w przestrzeni oraz kosztów związanych z jej wydobyciem i transportem każdej komórce przypisana jest wartość netto bloku z jego eksploatacji. Z uwagi na to, że brak jest ceny rynkowej węgla brunatnego, zamiast jednego optymalnego wyrobiska należy wygenerować całą serię wyrobisk [12]. Można je potraktować jako wynik analizy wrażliwości kształtu i wielkości wyrobiska docelowego na zmianę ceny, a więc już jako element analizy ryzyka działalności kopalni. Mogą one też posłużyć do zbudowania krzywej podaży węgla z kopalni do elektrowni w długim okresie [10] oraz określić pośredni wpływ ceny węgla na wiele istotnych parametrów wygenerowanych wyrobisk (np. zmiany stosunku N:W, wartości uśrednionych parametrów jakościowych węgla w nich zawartego). Uzyskane zależności w połączeniu z modelem bilateralnego monopolu kopalni i elektrowni pozwalają znaleźć zdeterminowane rozwiązanie w zakresie docelowego wyrobiska i ceny węgla maksymalizującej łączne zyski układu [1, 2].

Istotnym faktem wymuszającym rozpatrywanie opłacalności produkcji energii elektrycznej na bazie węgla brunatnego dla całego układu łącznie, jest to, że jego cena w bilateralnym monopolu nie ma wpływu na łączne zyski. Ustala jedynie ich podział pomiędzy kopalnię i elektrownię. Sposób budowy modelu bilateralnego monopolu kopalni i elektrowni oraz znalezienia dla niego optymalnego rozwiązania maksymalizującego jego łączne zyski – wskazanie wyrobiska optymalnego i wyznaczenie optymalnej ceny, zaprezentowano w pracach [2, 3]. Tu podane zostaną jedynie przyjęte założenia i wyniki analiz dla złoża węgla brunatnego Legnica.

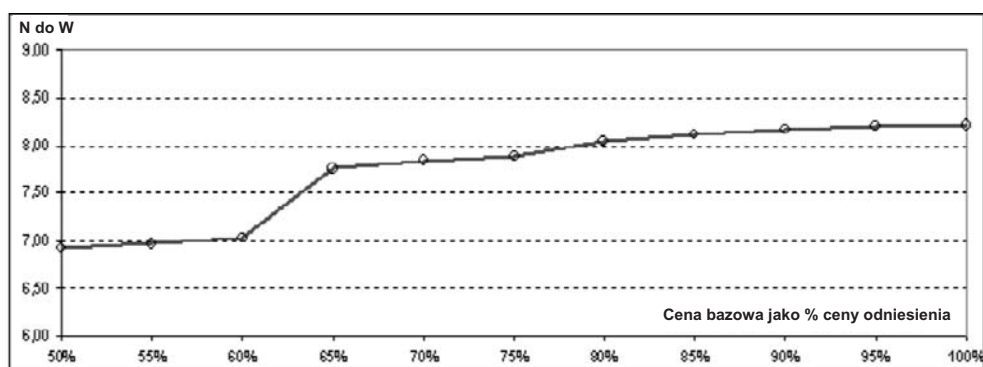
2. Rozwiązanie dla złoża Legnica

Podstawą do zbudowania modelu wartościowego złoża był jakościowy model blokowy złoża Legnica opracowany w ramach projektu celowego Foresight. Dla wyznaczenia ceny węgla posłużono się formułą cenową obowiązującą w KWB Konin S.A (1), w której wartość węgla jest zależna od jego głównych parametrów jakościowych:

$$C = CB \cdot \left[\left(\frac{QR}{7580} \right) - \left(\frac{AR - 6.2}{180} \right) - \left(\frac{SR - 1.05}{10} \right) \right] \quad (1)$$

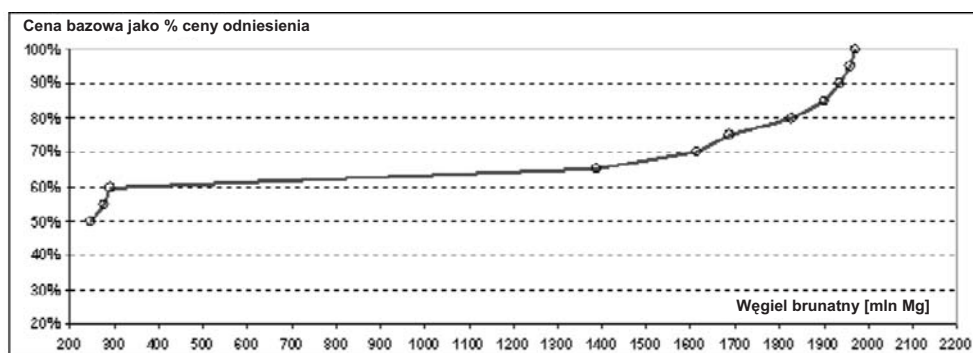
gdzie: C – cena sprzedaży węgla brunatnego [PLN],
 CB – cena bazowa węgla [PLN/Mg],
 QR – rzeczywista wartość opałowa węgla brunatnego [kJ/kg],
 AR – rzeczywista zawartość popiołu w węglu brunatnym [%],
 SR – rzeczywista zawartość siarki w węglu brunatnym [%].

Przeprowadzony proces optymalizacji i parametryzacji złoża Legnica doprowadził do utworzenia 11 wariantów wyrobisk docelowych (tzw. faz) dla cen węgla od 40 do 80 PLN/Mg (od 50 do 100% ceny odniesienia wynoszącej 80 PLN/Mg). Każdy wariant był optymalnym wyrobiskiem docelowym uzyskanym dla innej ceny zmieniającej się o 5% (co 4 PLN/Mg) począwszy od 40 PLN/Mg. Dla każdego z nich w programie NPVScheduler przeprowadzona została analiza ilości nadkładu i węgla w ich wnętrzu (rys. 1) oraz obliczone zostały uśrednione parametry węgla. Zmiany zawartości węgla w kolejnych wyrobiskach można przedstawić w postaci krzywej podaży węgla z kopalni do elektrowni w długim okresie (rys. 2).



Rys. 1. Pośredni wpływ zmian ceny bazowej węgla na poziom stosunku nadkładu do węgla w fazach

Fig. 1. Indirect influence of base price of lignite changes on the level of waste to coal ratio in nested pits



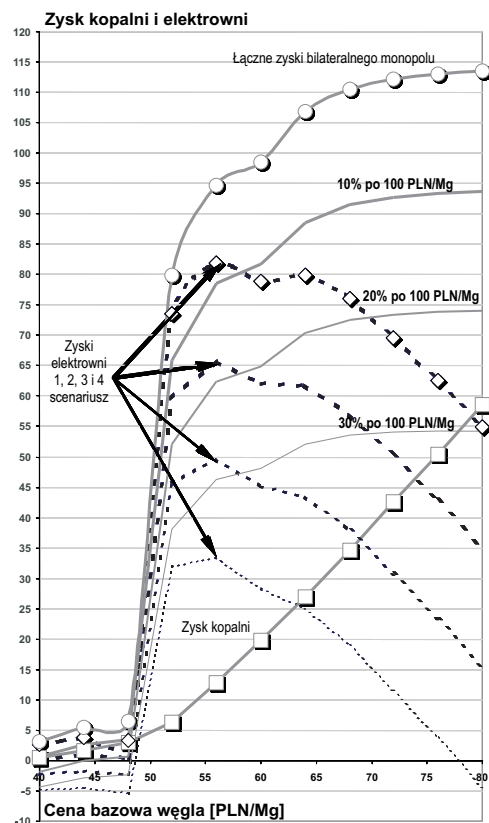
Rys. 2. Podaż węgla z kopalni do elektrowni w długim okresie (ilość węgla w fazach)

Fig. 2. Lignite supply of from the mine to the power station in the long run (amount of lignite in phases)

Dzięki temu można było przeprowadzić analizę kosztów kopalni i elektrowni oraz znaleźć optymalne rozwiązanie. Okazało się, że wyrobiskiem maksymalizującym łączne zyski układu było wyrobisko największe o nr 11. Należy podkreślić, że optymalizacja prowadzona była w obrębie granic wyrobiska docelowego zaproponowanych przez Poltegor Instytut, co istotnie ograniczyło jej swobodę. Szczegółowe wyniki optymalizacji w tym finansowe zawarto w raporcie końcowym zadania 5 projektu Foresight. Pokazują one istotny wzrost niezdykontowanej wartości kopalni i elektrowni na skutek optymalizacji (nawet do 20%).

3. Analiza różnych scenariuszy zakupu pozwoleń na emisję CO₂

Pierwszym etapem badania wpływu niepewności związanej z zakupem pozwoleń na emisję CO₂ na opłacalność produkcji prądu elektrycznego z węgla brunatnego była analiza czterech scenariuszy. Pierwszy to brak konieczności takiego zakupu (rozwiązanie optymalne to eksploatacja wyrobiska o nr 11). Drugi to zakup pozwoleń w ilości odpowiadającej 10% sprzedaży po cenie 100 PLN/Mg CO₂. Trzeci to zakup 20% po 100 PLN/Mg, a czwarty: zakup 30% przy tej samej cenie. Z analizy wynika, że wzrost ceny lub ilości pozwoleń na emisję CO₂ powoduje istotne obniżenie łącznego zysku i zysku elektrowni (rys. 3). Spadki są większe dla wyższych cen bazowych węgla i odpowiadającym im większym wyrobisk. Oznacza to, że niepewność związana z ceną i ilością pozwoleń, które elektrownia będzie zmuszona zakupić może skłaniać układ do wyboru mniejszego wyrobiska – niezdykontowany łączny zysk w czwartym scenariuszu jest prawie identyczny dla trzech największych wyrobisk i przy dalszym wzroście ilości pozwoleń do wykupu (od 2012 cała produkcja energii ma być objęta zakupem pozwoleń w systemie aukcyjnym) lub wzroście ich ceny optymalne byłoby wyrobisko mniejsze np. 10 lub 9, co zmniejszyłoby zasoby przemysłowe i skróciło okres eksploatacji. Rozkład zmian zysku elektrowni powoduje, że w przypadku dwóch różnych właścicieli kopalni i elektrowni [4, 5] pojawia się naturalna presja na obniżanie ceny bazowej [9], gdyż zyski elektrowni są maksymalne przy cenie 55 PLN/Mg (dla piątego wyrobiska). Przy tej cenie kopalnia eksploatowałaby właśnie piąte wyrobisko (realizacja strategii dominującej [6]), które jest dużo mniejsze niż jedenaste. Obniżyłoby to znacznie łączne zyski doprowadzając do zmniejszenia zasobów. Zamiast tego można kierując się wcześniej zaakceptowanym podziałem zysku pomiędzy obie strony pozostać przy eksploatacji wyrobiska maksymalizującego łączne zyski (o nr 11) i przyjąć za cenę węgla cenę transferową (rozliczeniową) prowadzącą do takiego właśnie podziału [7, 8].



Rys. 3. Zyski kopalni, elektrowni i łączne dla czterech scenariuszy i 11 optymalnych wyrobisk docelowych

Fig. 3. Profits of the mine, the power station and joint profits for 4 scenarios and 11 optimal ultimate pits

4. Przyjęte założenia i parametry symulacji Monte Carlo

Przyszłe warunki w jakich działać będzie producent energii elektrycznej z węgla brunatnego są trudne do przewidzenia z uwagi na zachodzące zmiany związane z liberalizacją rynku oraz wprowadzeniem handlu pozwoleniami na emisję CO₂ i malejącymi limitami przyznawanymi poszczególnym krajom i firmom. Z jednej strony wzrost konkurencji wraz z możliwością importu taniej energii z zagranicy sprzyjać będzie obniżaniu cen, z drugiej wzrost popytu na energię wynikający ze wzrostu gospodarczego może powodować ich wzrost. Dodatkowo z uwagi na nałożone limity na emisję gazów cieplarnianych podaż energii może zostać ograniczona przez niektórych producentów, co przyczyni się do wzrostu cen, gdyż możliwości importu są ograniczone. Ceny będą też rosły na skutek wzrostu kosztów końcowych spowodowanego doliczeniem kosztów zakupu pozwoleń na część energii nieobjętej przyznanym limitem. Szacuje się, że około 60–70% ceny pozwolenia na emisję przenosi się na

wzrost ceny energii, gdyż popyt na nią jest sztywny (brak substytutów). W Polsce po 2012 r. udział ten będzie jeszcze wyższy, gdyż 95% energii produkowanych jest z węgla i prawie cała produkcja energii obciążona będzie koniecznością zakupu pozwoleń na emisję CO₂, a obecnie na 1MWh energii wyprodukowanej z węgla brunatnego przypada mniej więcej 1 tona emisji tego gazu. Już obecnie producent chcący sprzedać więcej energii niż pozwala mu przyznany limit musi dokupić pozwolenia, co zwiększa jego koszty krańcowe. Będzie zainteresowany dokupieniem tylko wtedy, gdy jego koszty krańcowe z pozwoleniami będą niższe od przychodu krańcowego ze sprzedaży energii. Od roku 2012 UE planuje likwidację darmowych pozwoleń na emisję i konieczność wykupu pozwoleń w systemie aukcyjnym dla całej produkcji przy jednoczesnym dalszym ograniczeniu puli dostępnych do zakupu pozwoleń. Może to dodatkowo wpłynąć na wzrost cen, a z pewnością wpłynie na zwiększenie wahań cen pozwoleń w momencie wprowadzania nowego systemu.

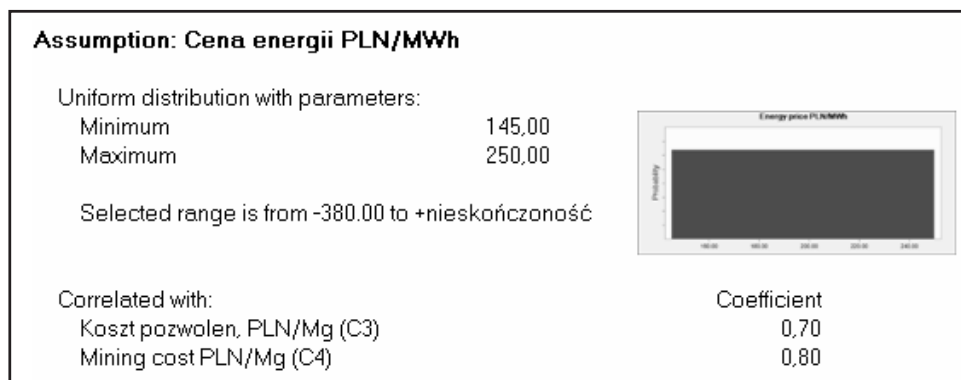
W związku z tak niepewną sytuacją prognozowany zakres zmian niektórych kluczowych parametrów będzie znaczny. Dlatego właśnie do analizy wpływu niepewności dotyczącej nałożonych restrykcji na emisję CO₂ na opłacalność produkcji prądu elektrycznego z węgla brunatnego zdecydowano się użyć symulacji Monte Carlo. Symulacja ma pokazać na ile spodziewana zmienność ilości i cen koniecznych do wykupu pozwoleń na emisję CO₂ i niepewność dotycząca innych parametrów zagrazi opłacalności całego przedsięwzięcia. Niepewne parametry potraktowano jako zmienne losowe mogące przyjąć różne wartości i dobrano dla nich rozkłady potencjalnych wartości. Zamiast pojedynczej wartości przypisano im możliwe zakresy wraz z oczekiwanym prawdopodobieństwem przyjęcia tych wartości.

Przy pierwszym podejściu przyjęto pięć głównych parametrów wejściowych – założeń (cena energii, jednostkowe koszty całkowite kopalni i elektrowni, cena i ilość koniecznych do wykupu pozwoleń na emisję CO₂), założono trzy korelacje pomiędzy nimi (dodatknie: koszty kopalni z ceną energii i cena energii z ceną pozwoleń oraz ujemna: ilość kupionych pozwoleń z ich ceną), oraz określono 33 prognozy dotyczące zysku kopalni, elektrowni oraz zysku łącznego dla 11 analizowanych wyrobisk.

Należy pamiętać, że zarówno przyjęte założenia jak i korelacje są subiektywnymi opiniami autorów i nie wynikają z dogłębnych analiz statystycznych czy prognoz. Były jednak dobierane według ich oczekiwań co do przyszłego poziomu tych parametrów. Wykorzystanie tych założeń ma jedynie charakter poglądowy mający na celu przedstawienie proponowanego podejścia do analizy ryzyka i niepewności w bilateralnym monopolu kopalni i elektrowni.

Przyszła cena energii elektrycznej jest trudna do określenia z uwagi na różne czynniki które na nią wpływają. Przyjęto zatem rozkład jednostajny (rys. 4) z minimalną wartością 145 PLN/MW·h, natomiast jako górną granicę przyjęto 250 PLN/MW. Najważniejszym czynnikiem mogącym zaważyć na przyszłym poziomie cen energii jest koszt pozwoleń na emisję gazów cieplarnianych.

Inną zmienną wartością w modelu był jednostkowy koszt całkowity elektrowni, który zgodnie z przyjętymi subiektywnymi założeniami będzie zmienił się zgodnie z przyjętym rozkładem lognormalnym. Koszty pozwoleń na emisję gazów skorelowano ujemnie z udziałem pozwoleń w sprzedaży (-0,7) oraz dodatnio z ceną energii (0,7). Założono, że koszty wydobywania kopalni będą się zmieniać zgodnie z rozkładem normalnym wokół wartości



Rys. 4. Możliwy rozkład przyszłej ceny energii elektrycznej [PLN/MW·h]

Fig. 4. Potential distribution of future electric energy price PLN/MW·h]

7,36 PLN/(m³ nadkładu lub Mg węgla) z wartością odchylenia standardowego 1. Wprowadzono dodatnią korelację z ceną energii (+0,8), co oznacza, że wraz ze wzrostem cen energii będą rosły koszty wydobycia, gdyż koszt zużytej energii jest istotnym ich składnikiem. Kolejną przyjętą zmienną w modelu był udział pozwoleń w sprzedaży energii. Założono ujemną korelację udziału pozwoleń na emisję CO₂ w ogólnej wielkości sprzedaży z kosztami pozwoleń (korelacja -0,7). Oznacza to, że w miarę wzrostu kosztów pozwoleń elektrownia będzie redukowała poziom ich zakupów, a tym samym ich udział będzie mały. Udział kosztów ochrony środowiska można uwzględnić bezpośrednio w budując odpowiednie procedury. Tu we wstępnych analizach uwzględniono te koszty tylko pośrednio poprzez założenie procentowego udziału kosztów użytkowania środowiska w ogólnych kosztach elektrowni bez wykupu pozwoleń.

Można byłoby wprowadzić jeszcze więcej niepewnych parametrów, jednak oznaczałoby to skomplikowanie modelu bilateralnego monopolu. W pierwszym podejściu ważniejsze dla autorów wydawało się zbadanie charakteru wpływu zmienności analizowanych kluczowych parametrów niż precyzja prognoz.

Oczywiście zakres zmienności i złożoność modelu może być zwiększana by dokładniej i lepiej uwzględnić wpływ różnorodnych, a niepewnych czynników na wynik finansowy całego układu. Tu prezentowane są jedynie wstępne wyniki analizy dla danych złoża Legnica.

5. Analiza wyników symulacji

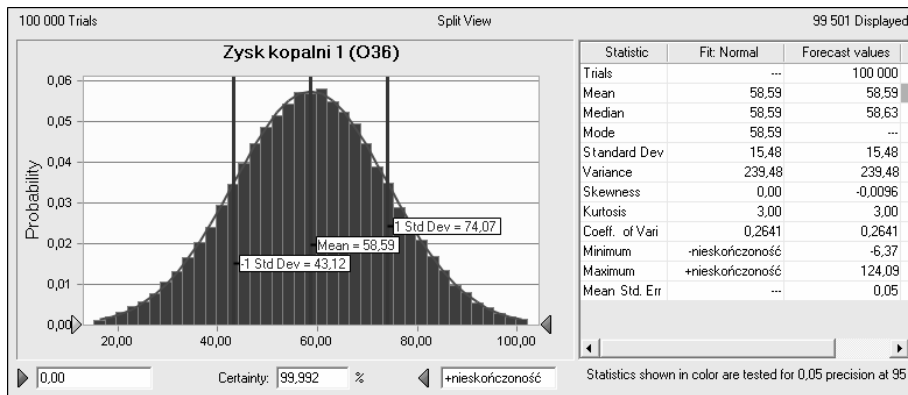
Procedura symulacji Monte Carlo składała się z kilku etapów – poczynając od opracowania modelu ekonomicznego dla bilateralnego monopolu kopalni i elektrowni z uwzględnieniem ich kosztów, poprzez określenie rozkładów prawdopodobieństwa zmiennych wej-

ściowych, założenie występowania korelacji pomiędzy nimi, kończąc na wielokrotnie powtarzanym procesie symulacji oraz analizie statystycznej otrzymanych wyników. Końcowym etapem była wnikliwa interpretacja uzyskanych rezultatów. Analiza wynikowych rozkładów umożliwiła określenie prawdopodobieństwa pojawienia się pewnych zdarzeń, w tym np. ryzyka pojawienia się straty w produkcji energii elektrycznej z węgla brunatnego oraz zbadanie zmian rozkładu potencjalnych zysków kopalni i elektrowni dla wszystkich analizowanych wyrobisk docelowych. Pełna analiza ryzyka ułatwiłaby podejmowanie decyzji inwestycyjnych w układzie kopalnia – elektrownia, jednak z uwagi na ograniczoną znajomość szczegółowych składników kosztów – zwłaszcza dotyczących elektrowni, ocena ryzyka ma jedynie charakter poglądowy. Dlatego warto ją powtórzyć dla rzeczywistych danych którejs z istniejących kopalń i elektrowni.

W niniejszym opracowaniu bazowano na danych o złożu węgla brunatnego Legnica, pozyskanych z IGO Poltegor – Instytut oraz szacunkowych kosztach planowanej kopalni i elektrowni jakie przyjęto w projekcie Foresight na podstawie danych z AGH i IASE. Do przeprowadzenia symulacji wykorzystano oprogramowanie amerykańskiej firmy Decisioneering Inc. o nazwie Crystal Ball ver. 7.3 należącej obecnie do koncernu Oracle. Model bilateralnego monopolu zbudowano w arkuszy Excel w taki sposób, by model uzależniony był od kluczowych parametrów opisanych wcześniej. Wszystkie zmienne wejściowe zostały zdefiniowane jako założenia (*assumptions*) modelu symulacyjnego z podanymi rozkładami i założonymi korelacjami. Zdefiniowano również 33 prognozy (*forecasts*), które są zmiennymi wynikowymi. Właśnie dla nich program zgromadził zestaw wyników symulacji i poddał je obróbce statystycznej pozwalającej na ocenę rezultatów symulacji [11].

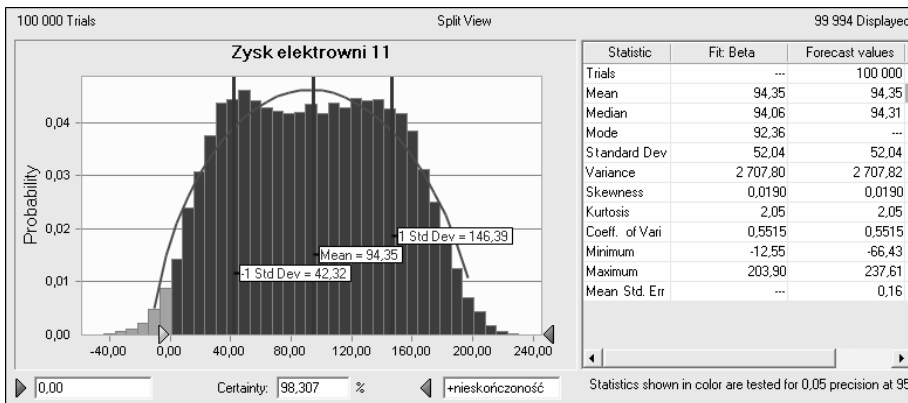
Przeprowadzono 100 000 symulacji uzyskując szereg rezultatów i wykresów. Z uwagi na to, że dla przyjętych parametrów wejściowych w modelu deterministycznym wyrobiskiem optymalnym okazało się wyrobisko największe (o nr 11) właśnie dla niego zaprezentowano rozkłady wartości zysku osiągnięte przy jego eksploatacji przez kopalnię, elektrownię oraz zintegrowanego producenta energii. Wyniki przedstawiono są na rysunkach (rys. 5–7) w postaci histogramu zysku z dobranym rozkładem, naniesioną wartością średnią oraz wartością średnią +/- odchylenie standardowe, prawdopodobieństwem uzyskania dodatniego wyniku finansowego oraz tabelą statystyk opisujących zbiór rezultatów.

Okazało się, że jedynie zysk elektrowni obarczony jest niewielkim ryzykiem poniesienia straty. Wynosi ono zaledwie 1,69%, co jest prawie bez znaczenia, zwłaszcza gdy wartość oczekiwana wyniosła 94,35 mld PLN. Prawie 100% wyników symulacji dla łącznego zysku przyjęło wartość dodatnią w przedziale od 0 do 293 mld PLN. Oczekiwana, niezdykontowana wartość łącznego zysku z eksploatacji złoża węgla brunatnego i produkcji energii elektrycznej wyniosła dla przyjętych założeń około 153 mld PLN, co daje podstawy do oczekiwania, że będzie ona opłacalna nawet po ich zdyskontowaniu. Należy wyraźnie podkreślić, że w tym podejściu analizowano jedynie niezdykontowane wyniki finansowe. Pełną analizę ryzyka w ocenie opłacalności produkcji energii elektrycznej z węgla brunatnego z wykorzystaniem metod DCF należałoby przeprowadzić na bazie optymalnego harmonogramu rozwoju kopalni analizując zmienność przepływów finansowych i badając rozkłady wartości NPV dla kopalni, elektrowni i zintegrowanej firmy [12]. Pozwoliłoby to porównać niezbędne nakłady inwestycyjne z przyszłymi przepływami. Generowanie opty-



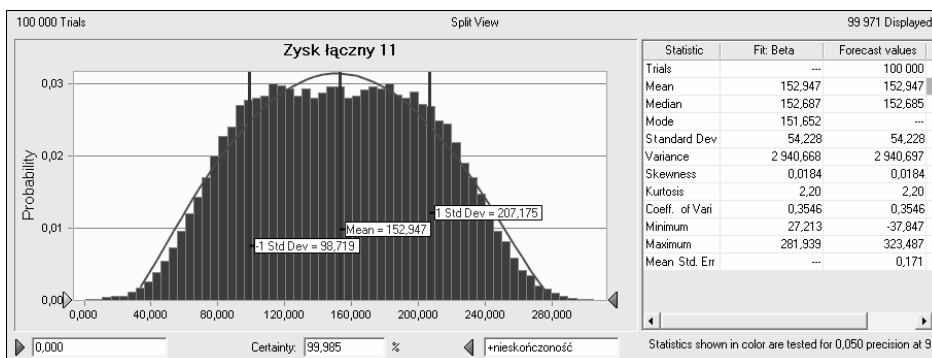
Rys. 5. Histogram i wyniki badań statystycznych zysków kopalni przy eksploatacji wyrobiska nr 11

Fig. 5. Histogram and statistics of mine profits for the ultimate pit No 11



Rys. 6. Histogram i wyniki badań statystycznych zysków elektrowni przy eksploatacji wyrobiska nr 11

Fig. 6. Histogram and statistics of power plant profits for the ultimate pit No 11



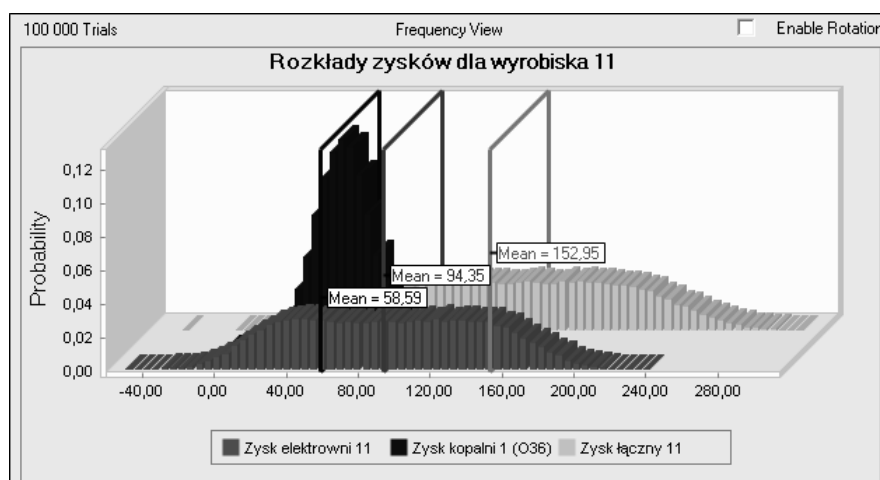
Rys. 7. Histogram i wyniki badań statystycznych łącznych zysków przy eksploatacji wyrobiska nr 11

Fig. 7. Histogram and statistics of joint profits for the ultimate pit No 11

malnych harmonogramów rozwoju kopalni może być prowadzone w tym samym programie, który posłużył do wygenerowania „zagnieżdżonych wyrobisk docelowych”, tj. w programie NPVScheduler.

Dodatkowo przeprowadzono symulację dla niższej ceny energii 125 PLN/MW·h. Dla takich warunków okazało się, że ryzyko elektrowni (dla 11 wyrobiska) wyraźnie wzrosło do poziomu 15,04% w porównaniu do poprzednich wyników, dla których cenę energii przyjęto powyżej 145 PLN/MW·h. Obniżenie ceny energii nie wpłynęło istotnie na zmianę ryzyka łącznego zysku.

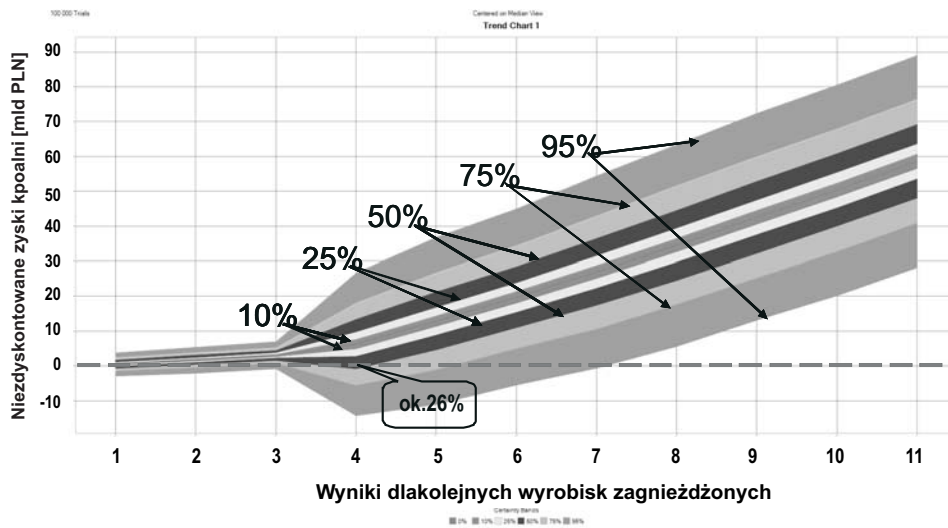
Nałożenie wszystkich trzech rozkładów zysków dla kopalni, elektrowni i zintegrowanej firmy dla wyrobiska 11 na jednym wykresie (rys. 8) pozwoliło ocenić, która firma ponosi największe ryzyko związane z niepewnością przyszłych cen energii i ilości pozwoleń na emisję gazów cieplarnianych. Ryzyko często jest utożsamiane z dużym rozrzutem wyników i bywa mierzone odchyleniem standardowym lub inną miarą rozrzutu. Firmą ponoszącą tak właśnie rozumiane największe ryzyko jest elektrownia. Wprawdzie podobny rozrzut zysków dotyczy również zintegrowanej firmy, gdyż jest przeniesiony z elektrowni na łączne zyski całego układu, jednak z uwagi na znaczne przesunięcie wyników w stronę dodatnich wartości (po dodaniu zysków kopalni) ryzyko poniesienia straty przez cały układ jest praktycznie zerowe.



Rys. 8. Rozkłady zysków kopalni, elektrowni i łącznych zysków dla wyrobiska nr 11 umieszczone na wspólnym wykresie wraz z ich wartościami oczekiwanymi

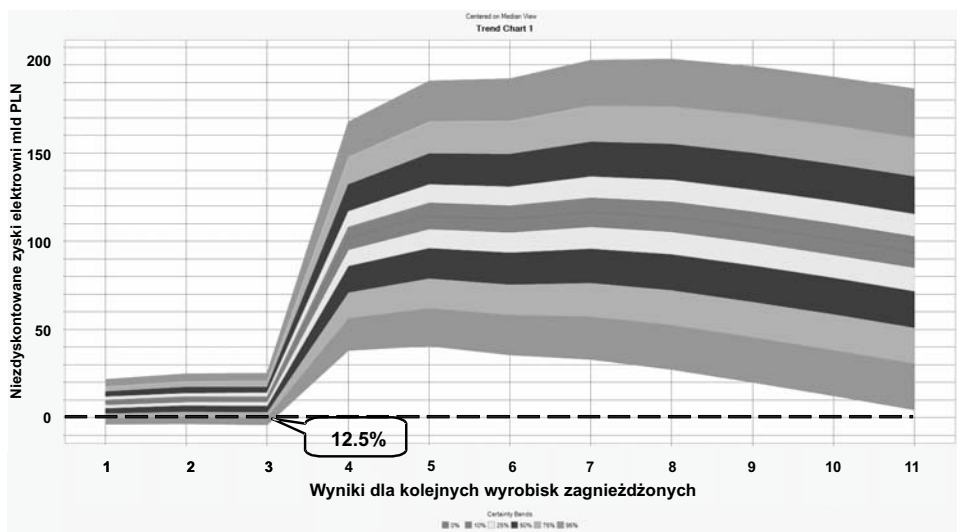
Fig. 8. Distribution of mine, power plant and joint profits for the ultimate pit No.11 on a common chart together with their expected values (means)

Wygenerowane rozkłady zysków kopalni, elektrowni i łącznych zysków całego układu posłużyło do wizualnej prezentacji kwantylowych pasm zysku dla wszystkich wyrobisk docelowych (rys. 9–11). Ich analiza pokazuje, że zyski kopalni (największe dla wyrobiska jedenastego) są nieco zagrożone przy eksploatacji najmniejszych wyrobisk (1–3), ale również przy trzech kolejnych (4–6), bowiem prawdopodobieństwo poniesienia straty jest



Rys. 9. Zmiany kwantylowych pasm dla zysków kopalni wokół ich mediany dla wyrobisk docelowych 1–11

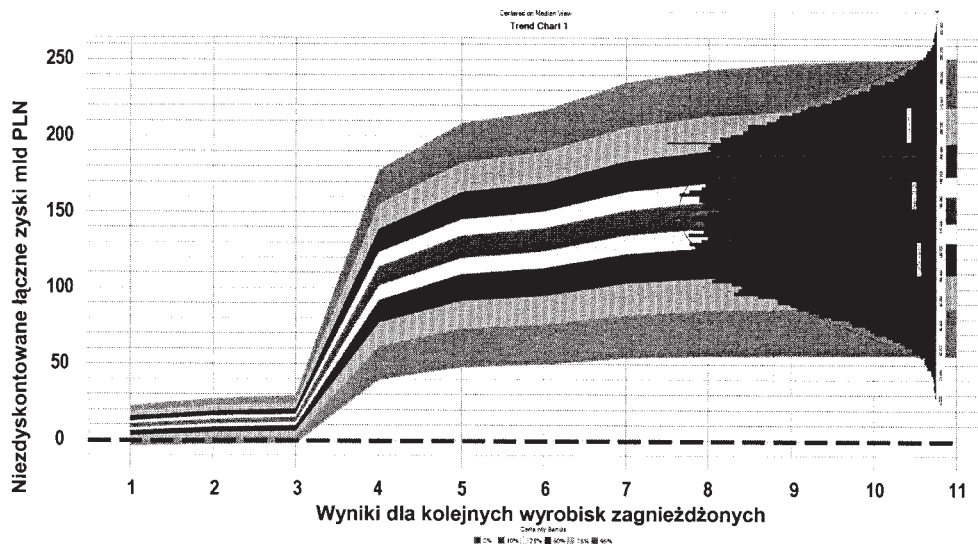
Fig. 9. Changes of quantile (certainty) bands for mine profits around its median for ultimate pits No 1–11



Rys. 10. Zmiany kwantylowych pasm dla zysków elektrowni wokół ich mediany dla wyrobisk docelowych 1–11

Fig. 10. Changes of quantile (certainty) bands for power plant profits around its median for ultimate pits No 1–11

znaczne (np. 26% dla wyrobiska czwartego). Dla większych wyrobisk, począwszy od siódmego, ryzyko praktycznie znika.



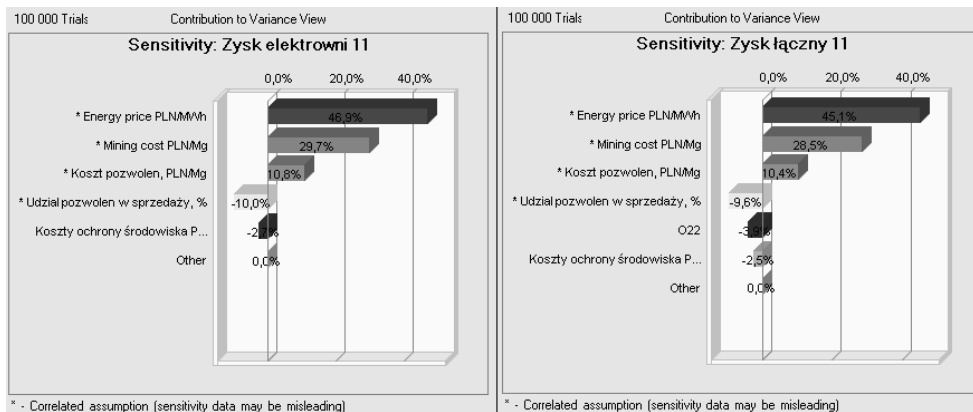
Rys. 11. Zmiany kwantylowych pasm dla łącznych zysków wokół ich mediany dla wyrobisk docelowych 1–11

Fig. 11. Changes of quantile (certainty) bands for joint profits around its median for ultimate pits No 1–11

Elektrownia osiągnęłaby największe zyski przy eksploatacji wyrobiska 7 i nieco mniejsze dla 5. Dla wyrobisk większych niż 7 zyski elektrowni malałyby i dla największego (11) pojawiłoby się nawet minimalne ryzyko poniesienia straty, jednak dużo mniejsze niż dla wyrobisk małych (1–3) – największe wynoszące około 12,5% dla wyrobiska 3 (rys. 10). Generalnie wraz ze wzrostem wielkości wyrobisk zwiększa się rozrzut wyników. Jest on jednak wyraźniejszy dla elektrowni niż dla kopalni, co dodatkowo potwierdza, że to właśnie ona ponosi większe ryzyko w tym układzie.

Integracja pionowa zakładu górniczego i elektrowni redukuje ryzyko poniesienia łącznej straty zapewniając utrzymanie jego poziomu powyżej zera dla prawie wszystkich wyrobisk. Kilkoprocentowe ryzyko straty pojawia się jedynie dla wyrobisk małych (1–3). Wartość mediany zysku zwiększa się wraz ze wzrostem wielkości wyrobisk i dla trzech największych jest prawie na tym samym poziomie (rys. 11), co dodatkowo redukuje ryzyko. Łączne zyski nie są bowiem wrażliwe na zmianę wielkości wyrobiska.

Wykonane symulacje pozwalają również przeprowadzić analizę wrażliwości zysków na zmianę parametrów wejściowych. Można pokazać ich udział w wariancji zysku kopalni i elektrowni (rys. 12). Niestety przyjęte korelacje uniemożliwiają określenie czystego wpływu większości parametrów na analizowane zyski. Możliwość zaburzenia wpływu oznaczono gwiazdką. Największy wpływ na zysk elektrowni i łączny zysk (ponad 45%) ma cena energii i koszty kopalni. O ponad 1/4 mniejszy wpływ ma koszt pozwoleń (ok. 10%). Zaburzenie wpływu widać tu w znaku, gdyż wzrost kosztów pozwoleń powinien zmniejszać zysk. Dodatkowo skorelowanie ich z ceną energii – co jest nieuchronne – zaburza kierunek zmian.



Rys. 12. Wyniki analizy wrażliwości prognozowanych wartości zysku elektrowni i łącznego zysku na zmiany założeń (symulowanych zmiennych losowych) pokazane jako udziały w wariancji i korelacje z wynikami

Fig. 12. Outcomes of sensitivity analysis of forecasted power plant and joint profits as a result of changes of assumptions (simulated random variables) shown as a contribution to variance and correlation with results

Wnioski

Analiza ryzyka stanowi cenne i niezbędne uzupełnienie procesu oceny opłacalności produkcji energii elektrycznej z węgla brunatnego. Uzyskane wyniki niosą ze sobą bogate informacje, przydatne w podejmowaniu decyzji inwestycyjnych i operacyjnych przy dużej niepewności, co do poziomu cen energii i kosztów zakupu pozwoleń na emisję CO₂ oraz innych nieznanymi parametrów ekonomicznych. Jak się okazało, istotnym czynnikiem ryzyka przyczyniającym się do wzrostu rozrzutu wyników są przyszłe ceny energii oraz koszty zakupu pozwoleń na emisję gazów cieplarnianych oraz poziom przyznanym limitów wpływający na popyt na pozwolenia, a tym samym na ich ceny. W związku ze wzrostem gospodarczym można oczekiwać, że popyt na energię będzie rósł, a płytkie nadwyżki mocy produkcyjnych w elektrowniach szybko się wyczerpią. Oznaczać to będzie wzrost cen energii, co będzie niwelować negatywny wpływ wzrostu cen pozwoleń. Ich wzajemne dodatnie skorelowanie przy braku możliwości zwiększonego importu taniej energii z zagranicy również redukuje zagrożenie zmniejszeniem się opłacalności produkcji energii z węgla brunatnego.

Ważnym wnioskiem z przeprowadzonych badań jest istotna redukcja ryzyka elektrowni poprzez połączenie (zintegrowanie) jej z kopalnią. Nie tylko usuwa to prawdopodobieństwo poniesienia straty, ale zapewnia możliwość eksploatacji dużych wyrobisk, które nie zostałyby wybrane w przypadku należenia obu stron do dwóch różnych właścicieli. Integracja pionowa zwiększa, więc zasoby bilansowe węgla i istotnie redukuje ryzyko. Obie strony działając wspólnie lub łącząc się mogą nie tylko zmaksymalizować łączny zysk [9], lecz również istotnie zredukować ryzyko działania na niepewnym rynku energetycznym.

Literatura

- [1] JURDZIAK L., 2004a – Odkrywkowa kopalnia węgla brunatnego i elektrownia jako bilateralny monopol w ujęciu klasycznym. *Górnictwo i geologia VII*, Prace Naukowe Instytutu Górnictwa Politechniki Wrocławskiej nr 106, Studia i Materiały nr 30, Oficyna Wydaw. Pol. Wroc. ISSN 0370-0798; s. 103–112.
- [2] JURDZIAK L., 2004b – Tandem lignite opencast mine & power plant as a bilateral monopoly. *Mine planning and equipment selection 2004. XIII International Symposium on Mine Planning and Equipment Selection.*, A.A.Balkema, Taylor & Francis Group, London, s. 673–679.
- [3] JURDZIAK L., 2004c – Wpływ optymalizacji kopalń odkrywkowych na rozwiązanie modelu bilateralnego monopolu: kopalnia & elektrownia w długim okresie. *Górnictwo Odkrywkowe R.* 46 nr 7/8, s. 103–110.
- [4] JURDZIAK L., 2005a – Czy integracja pionowa kopalń odkrywkowych węgla z elektrowniami jest korzystna i dla kogo? *Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki* nr 2, s. 24–33.
- [5] JURDZIAK L., 2005b – Wpływ struktury organizacyjno-właścicielskiej na funkcjonowanie bilateralnego monopolu kopalni węgla brunatnego i elektrowni. *Węgiel brunatny–energetyka–środowisko. IV Międzynarodowy Kongres Górnictwo Węgla Brunatnego*. Bełchatów, Prace Naukowe Instytutu Górnictwa Politechniki Wrocławskiej nr 112, Seria: Konferencje nr 34, Oficyna Wydaw. Pol. Wroc., ISSN-0324-9670 s. 299–308.
- [6] JURDZIAK L., 2006 – Negocjacje pomiędzy kopalnią węgla brunatnego a elektrownią jako kooperacyjna, dwuetapowa gra dwuosobowa o sumie niezerowej. *Energetyka* nr 2, s. 91–100.
- [7] JURDZIAK L., 2007a – Cena węgla brunatnego jako cena transferowa. Aspekt prawny – wprowadzenie. Aspekt prawny – sposób ustalania cen. Aspekt ekonomiczny. *Przegląd Górniczy* (przyjęte do druku).
- [8] JURDZIAK L., 2007b – Cena węgla brunatnego jako wyznacznik podziału zysku w układzie kopalni i elektrowni. Część I – Propozycje podziału. Część II – Formuły cen węgla brunatnego. Część III – Podziały zysku dla hipotetycznych danych. *Górnictwo i Geologia IX*. Prace Naukowe Instytutu Górnictwa Politechniki Wrocławskiej Nr 118, Seria: Studia i Materiały: Nr 33, Wrocław.
- [9] JURDZIAK L., 2008 – Inherent conflict of individual and group rationality in relations of a lignite mine and a power plant. *Economic evaluation and risk analysis of mineral projects. International Mining Forum*. Taylor and Francis, s. 73–83.
- [10] JURDZIAK L., KAWALEC W., 2004 – Analiza wrażliwości wielkości i parametrów wyrobiska docelowego kopalni węgla brunatnego na zmianę ceny bazowej węgla. *Górnictwo i geologia VII*, Prace Naukowe Instytutu Górnictwa Politechniki Wrocławskiej nr 106, Studia i Materiały nr 30, Oficyna Wydaw. Pol. Wroc. ISSN 0370-0798, s. 113–125.
- [11] JURDZIAK L., WIKTOROWICZ J., 2007 – Elementy analizy ryzyka przy ocenie opłacalności produkcji energii elektrycznej z węgla brunatnego: *Gospodarka surowcami mineralnymi t. 23*, z. spec., 131–150, PKG, Kraków
- [12] JURDZIAK L., WIKTOROWICZ J., 2008 – Conditional and Monte Carlo simulation – tools for risk identification in mining projects. *Economic evaluation and risk analysis of mineral projects. International Mining Forum*. Taylor and Francis, s. 61–72.

Leszek JURDZIAK, Justyna WIKTOROWICZ

Influence of the uncertainty concerning forced restrictions on emission CO₂ to the profitability of the production of the electric energy from lignite

Abstract

Based on the bilateral monopoly model of a lignite mine & a power plant and 11 nested pits generated during Lerchs-Grossmann pit optimisation for the „Legnica” deposit the influence of uncertain parameters on the profitability of the production of electricity from lignite has been analyzed. The risk analysis was carried out with scenario analyses and Monte Carlo simulations taking into consideration the influence of the price and the amount of permits on emission of CO₂ necessary for the purchase to the nondiscounted profits of the entire system and its parts. In the paper simulation results have been discussed showing the conflict of interests between both sides (maximization of their profits for different pits) and benefits from their vertical integration in the form of the reduction in the risk and the profitable exploitation of bigger ultimate pits. It has been shown that expected correlation of prices of energy and prices of permits for emission reduces risk of losses at the excavation the „Legnica ” deposit.

KEY WORDS: the bilateral monopoly, Lerchs-Grossmann pit optimisation, risk analysis, scenario analysis, Monte Carlo simulation, vertical integration

