

Leszek JURDZIAK*, Witold KAWALEC**

Wpływ wzrostu sprawności elektrowni oraz polityki CCS na wielkość zasobów bilansowych węgla brunatnego w warunkach bilateralnego monopolu kopalni i elektrowni

STRESZCZENIE. Przedstawiono studium zależności zasobów bilansowych złoża węgla brunatnego od sprawności elektrowni spalającej wydobywany węgiel oraz kosztów opłat za emisję dwutlenku węgla. Zasoby bilansowe wyznaczono metodą generowania wyrobiska docelowego kopalni odkrywkowej na podstawie modelu ekonomicznego złoża, przy założeniu, że produktem kopalni węgla jest energia, koszty jej wytworzenia w elektrowni są traktowane jak koszty przeróbki, zaś koszty opłat za emisję CO₂ są kosztami sprzedaży produktu – energii. Dla potrzeb przykładowej analizy wykorzystano studialny model jakościowy złoża Legnica Wschód. Uzyskano wielowariantowe wyniki dla przyjętych poziomów sprawności elektrowni, kosztów emisji CO₂ oraz różnych cen energii. Wyniki obliczeń wskazują, że w warunkach przewidywanych rosnących kosztów emisji CO₂ tylko zapewnienie najwyższej dostępnej technicznie sprawności elektrowni (rzędu 45–48%) umożliwia zachowanie zasobów bilansowych węgla odpowiednich dla przynajmniej 25-letniej eksploatacji złoża. Wdrażanie wysokowydajnych technologii w energetyce węglowej jest zatem warunkiem koniecznym utrzymania opłacalności pozyskiwania energii z krajowych złóż węgla brunatnego.

SŁOWA KLUCZOWE: zasoby węgla brunatnego, koszty polityki CCS, sprawność elektrowni, wyrobisko docelowe

* Dr hab. inż. ** Dr inż. – Instytut Górnictwa Politechniki Wrocławskiej, Wrocław;
e-mail: leszek.jurdziak@pwr.wroc.pl, witold.kawalc@pwr.wroc.pl

Wprowadzenie

Wzrost sprawności elektrowni ma wpływ zarówno na zmniejszenie zużycia paliwa do wyprodukowania 1 MW·h energii elektrycznej, jak i na obniżenie wyemitowanej ilości CO₂ (obniżenie wskaźnika emisyjności). Oba efekty są korzystne z ekonomicznego punktu widzenia, gdyż poprawiają efektywność procesu przemiany paliwa na energię i zmniejszają koszty. Niestety, dążenie UE do obniżenia poziomu emisji CO₂ poprzez wprowadzenie handlu pozwoleniami (ETS), a zwłaszcza konieczność wykupu pozwoleń dla całej wyemitowanej ilości CO₂ na aukcjach po 2020 roku, istotnie wpłyną na wzrost kosztów produkcji energii z paliw kopalnych oraz poziom cen energii elektrycznej. O ile stosunkowo łatwo można wyznaczyć efekty wzrostu sprawności, o tyle trudno jest przewidzieć poziom cen energii elektrycznej i cen pozwoleń w przyszłości. Można wprawdzie przewidywać, że poziom cen energii będzie dodatnio i silnie skorelowany z poziomem cen pozwoleń, a nawet szacować wskaźnik przeniesienia tej ceny na cenę energii elektrycznej, jednak prognozowanie poziomu cen pozwoleń jest złożone i nie gwarantuje dokładności nawet przy użyciu skomplikowanych modeli symulacyjnych. Nieco łatwiejsze jest prognozowanie kosztów wdrożenia CCS (*carbon capture and storage*), jednak z uwagi na niepewność, co do przyszłego poziomu cen pozwoleń trudno jest oszacować opłacalność takiej inwestycji i niektórzy autorzy [15] sugerują budowę wysokosprawnych bloków energetycznych przygotowanych do wdrożenia wychwytu CO₂, ale bez tych instalacji; tzw. technologie gotowe na wychwyt CO₂. Ta opcja zapewnia bowiem dużą elastyczność działania w przyszłości, a to zwiększa wartość takiej inwestycji w metodzie oceny opłacalności metodą opcji rzeczowych (*real options*). Niezależnie które rozwiązanie zostanie wybrane (wykup pozwoleń lub wdrożenie technologii CCS) polityka UE będzie prowadzić do pojawienia się dodatkowych kosztów sprzedaży/produkcji energii, które pojawią się po stronie wydatków. Dla zobrazowania wpływu tych kosztów na zubożenie zasobów węgla brunatnego wystarczy przyjąć ich pojawienie się na różnych poziomach i zbadać konsekwencje dla wielkości zasobów. Do tego celu użyto programu do optymalizacji kopalń odkrywkowych NPVScheduler™, w którym zintegrowany bilateralny monopol kopalni i elektrowni badano jako jeden organizm: kopalnię z elektrownią potraktowaną jako swoisty zakład przeróbczy (odwrotnie do częstego traktowania kopalni jako zakładu nawęglania w elektrowni). Inaczej niż to uczyniono w pracy [6]. Sprzedawanym produktem była energia elektryczna uwalniana w procesie przeróbczym obejmującym spalanie węgla brunatnego w kotłach elektrowni i przemianą uzyskanego ciepła na energię w turbinach parowych. Przyjęto kilka poziomów sprawności tego procesu (od 35% do 48%). Koszty polityki UE pojawiały się jako dodatkowe koszty sprzedaży zmniejszające przychody kopalni z dostarczania energii o zadaną kwotę (od 10 do 80 EUR) dla każdej wyprodukowanej megawatogodziny. Dzięki takiemu sparametryzowaniu modelu możliwe było zbadanie, jak zmieniają się zasoby węgla w optymalnych wyrobiskach wygenerowanych dla kilkunastu poziomów cen energii (od 200 do 400 zł/MW·h), 6 poziomów sprawności i 5 poziomów kosztów polityki UE. Podstawą analizy był fragment modelu złoża Legnica Wschód, który stworzony był w projekcie Feresight [1, 2] i był wykorzystany na potrzeby analizy symulacji warunkowej w celu zbadania ryzyka geologicznego [10].

1. Emisyjność węgla brunatnego funkcją sprawności elektrowni

W Polsce większość bloków energetycznych, z uwagi na wysoki stopień ich wysłużenia, ma niską sprawność. W przypadku elektrowni na węgiel brunatny mieści się ona w przedziale 30–36%. Jedynie dwa bloki mają wyższą. Jest to wybudowany w 2008 r. w Pątnowie II blok 464MW i budowany obecnie w Bełchatowie nowy blok 855 MW. Charakteryzują się one nadkrytycznymi parametrami pary, co umożliwia osiągnięcie około 41–42% sprawności netto, przy sprawności brutto około 45% [13]. Wzrost sprawności powoduje, że większa część energii chemicznej zmagazynowanej w węglu zamieniana jest na energię elektryczną. Oznacza to nie tylko zmniejszenie zużycia węgla do wyprodukowania 1 MW·h, ale również zmniejszoną emisję CO₂ do atmosfery w procesie spalania. W warunkach konieczności wykupu pozwoleń na emisję CO₂ (wprowadzenie limitów emisji i handlu pozwoleniami ETS) wzrost sprawności daje więc podwójną korzyść: zmniejszenie kosztów zakupu paliwa oraz zmniejszenie kosztów wykupu pozwoleń na emisję CO₂. Zastąpienie w istniejących elektrowniach starych bloków nowymi lub budowa nowych (z wyłączeniem z eksploatacji starych) ma więc podwójny sens ekonomiczny. Trzeba go jedynie oszacować.

Obecnie obliczanie emisji CO₂ w UE dokonuje się metodą wskaźnikową [4]:

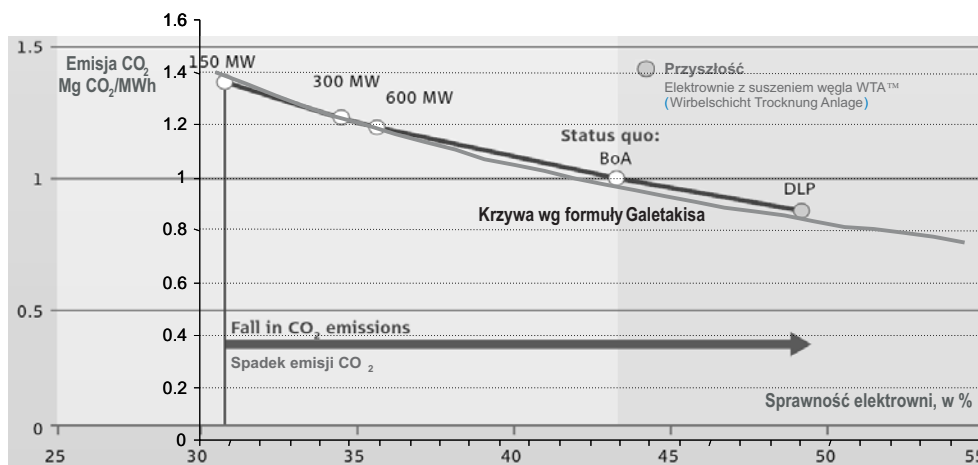
$$\text{Emisja CO}_2 = \text{dane o aktywności} \times \text{wskaźnik emisyjności} \times \text{wskaźnik utlenienia} \quad (1)$$

Dane o aktywności przedstawiają ilość zużytego paliwa, wytworzonego popiołu lub wyprodukowanej energii i powinny być monitorowane na podstawie dostarczanych danych lub pomiarów. Wskaźnik emisyjności wyraża ilość CO₂ wyemitowaną przy spalaniu jednostki masy paliwa. Jeśli wskaźnik emisyjności nie uwzględnia faktu, że część węgla nie jest utleniana, to dodatkowo należy przemnożyć go przez wskaźnik utlenienia. W przypadku spalania w kotłach elektrowni część węgla nie ulega utlenieniu i przechodzi do popiołu stałego, a części do lotnego.

W formule (1) nie jest bezpośrednio uwzględniona sprawność elektrowni ani jakość węgla, a oba te czynniki mają przecież istotny wpływ na emisyjność. Jest to ukryte we wskaźniku emisyjności, co utrudnia oszacowanie korzyści płynących z poprawy jakości paliwa oraz wzrostu sprawności.

Wpływ wzrostu sprawności elektrowni na spadek emisyjności wyznaczono w koncernie RWE i przedstawiono na wykresie (rys. 1). Jest on publikowany w licznych broszurach tej firmy [16].

Niestety, firma RWE nie opublikowała sposobu wyprowadzenia prezentowanej zależności oraz nie podała wpływu innych czynników. Niemniej na jego podstawie można oszacować, że wzrost sprawności o 10% wiąże się z ograniczeniem emisji CO₂ o około 19,4–22,4% w zależności od punktu startu. Im niższa jest sprawność początkowa (starego bloku) tym ograniczenie emisji jest większe w nowym bloku o wyższej sprawności. Widać więc, że wymiana starych bloków na nowe w zupełności wystarczyłaby do spełnienia



Rys. 1. Spadek emisji CO₂ na skutek wzrostu sprawności elektrowni według RWE [16] i Galetakisa [4]

Fig. 1. Fall in CO₂ emissions due to increase of power plant's efficiency according to RWE [16] and Galetakisa [4]

wymogów obniżenia emisji o 20%, bo takiego albo jeszcze wyższego wzrostu sprawności możemy oczekiwać od przyszłych bloków korzystających z najnowszych technologii. Wkrótce i tak trzeba takiego zastąpienia dokonać, bo w elektrowniach zawodowych ponad 74 % mocy wytwórczych przekroczyło 20 lat, a ponad 40% jest eksploatowana dłużej niż 30 lat.

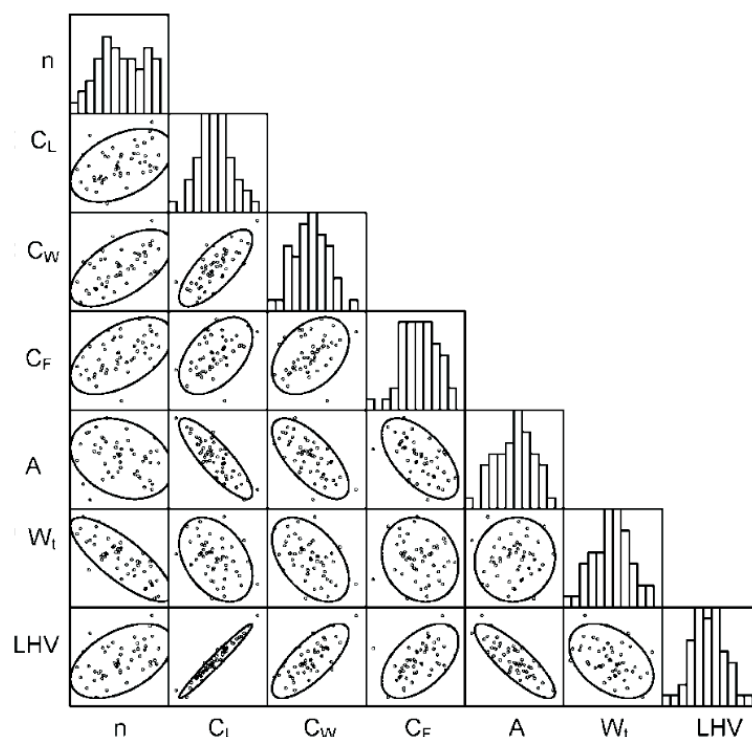
Próbie podania dokładniejszej formuły na oszacowanie poziomu emisji CO₂ podjęto w Grecji [4]. Na bazie rutynowych pomiarów parametrów jakościowych węgla i sprawności elektrowni zbudowano modele do szacowania emisji CO₂ pozwalające na badanie stochastycznej zmienności poziomu emisji w powiązaniu ze zmiennością jakości węgla i parametrów pracy elektrowni. Przeprowadzona analiza wrażliwości pokazała, że wariancja emisji CO₂ zależy głównie od niepewności parametrów jakościowych w tym od zawartości węgla jako najważniejszego czynnika.

Przeprowadzona analiza korelacyjna takich parametrów jak: sprawność (n), zawartość czystego węgla w nadawie kotła (C_L), zawartość węgla w popiele (C_W), zawartość węgla w popiele lotnym (C_F), zawartość popiołu w węglu z nadawy kotła (W_t) oraz kaloryczność węgla (LHV), pozwoliła przedstawić zależność C_L , C_W i C_F jako liniowe funkcje LHV , A , W_t i n (rys. 2). Dzięki temu możliwe stało się obliczenie Q_s , wskaźnika emisji CO₂, według wzoru:

$$Q_s = \frac{3153}{LHVn} C_L \left(1 - \frac{WC_W + FC_F}{LC_L} \right) \quad (2)$$

gdzie: W – ilość popiołu stałego uzyskana przy spalaniu węgla brunatnego [Mg],

F – ilość części lotnej popiołu wytwarzanej w trakcie spalania węgla [Mg].



Rys. 2. Diagramy punktowe i histogramy parametrów użytych do estymacji wskaźnika emisji CO₂ [4]

Fig. 2. Scatter plots and histograms of parameters used for the estimation of CO₂ emission factor [4]

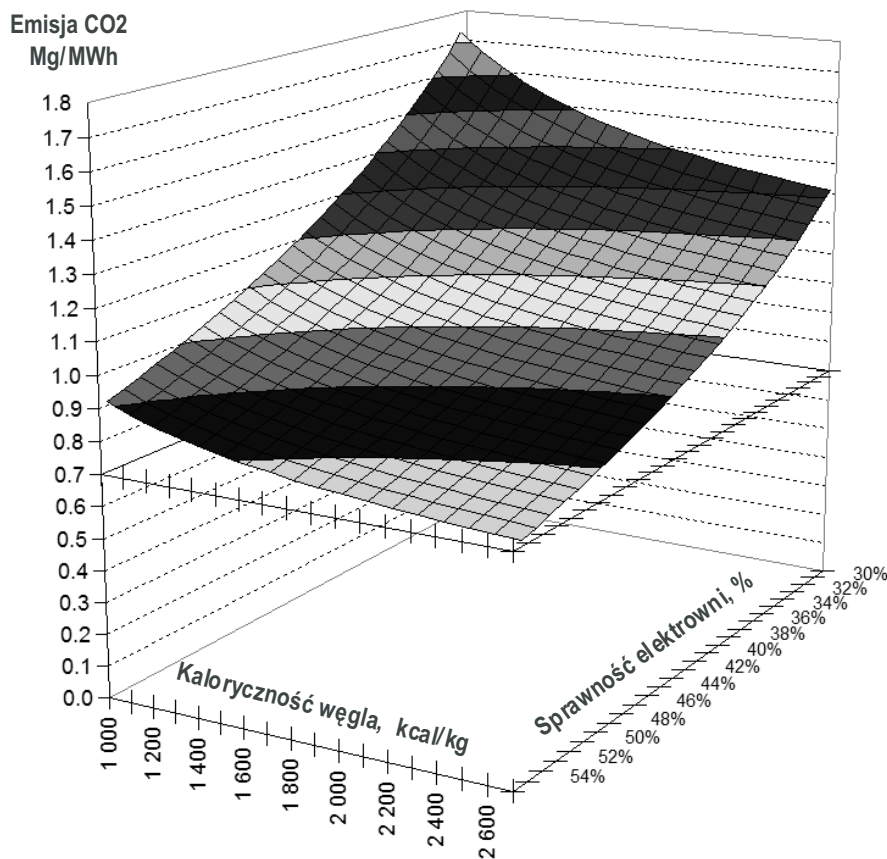
Oba składniki są powiązane ze sobą równaniem: $W + F = L A$, gdzie L to ilość węgla, a A to zawartość popiołu w węglu. Część formuły (2) zawarta w nawiasach reprezentuje wskaźnik utlenienia, pokazujący jaka część z czystego węgla C_L trafiającego do kotła ulega utlenieniu.

Wykorzystując podane przez Galetakisa równania liniowe można wyznaczyć zależność poziomu emisji CO₂ od sprawności elektrowni i kaloryczności węgla (rys. 3).

Dla węgla greckich o bardzo słabych parametrach jakościowych ($LHV = 1235$ kcal/kg, $A = 18,77\%$, $W_t = 50\%$, zawartości węgla $C_L = 18,83\%$, $C_W = 25,58\%$ i $C_F = 0,59\%$) obliczona emisja wyniosła około 1,3 Mg CO₂/MW·h., co wydaje się dosyć niskim wskaźnikiem biorąc pod uwagę, że do wyprodukowania 1 MW·h zużywa się tam 1,89 Mg węgla.

Nałożenie wykresu uzyskanego według formuły Galetakisa na wykres opracowany przez RWE potwierdza zależności. Wybrano linię dla węgla o kaloryczności 2000 kcal/kg i zawartości popiołu około 10%, co odpowiada jakości węgla brunatnego w zagłębiu reńskim (rys. 3). Uzyskana zgodność wydaje się dosyć dobra, choć wiadomo, że szacunki prowadzono dla zupełnie innych węgli oraz innych elektrowni oraz przy założeniu tych samych proporcji przejścia węgla do popiołu stałego i lotnego.

Zastosowanie tej formuły dla polskich węgli dało w przypadku elektrowni Bełchatów około 1,116 Mg CO₂/MW·h (1,09 według [13]), a dla elektrowni Turów 1,071



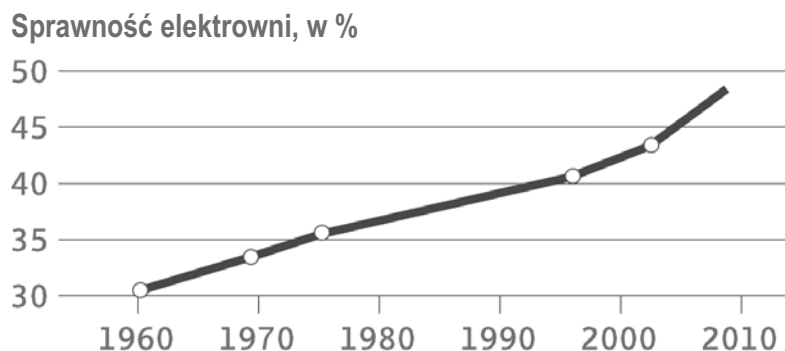
Rys. 3. Zależność emisji CO₂ od sprawności elektrowni i kaloryczności węgla brunatnego

Fig. 3. Dependency of CO₂ emissions from power plant efficiency and calorific value of lignite

Mg CO₂/MW·h (1,15 według [13]). Różnice danych opublikowanych i szacunków nie przekraczają więc 6,9%. Inni autorzy podają wartość emisji CO₂ dla jednej z polskich elektrowni w wysokości 1,188 Mg CO₂/MW·h dla węgla o kaloryczności 2 102 kcal/kg (8,18 MJ/kg) [12].

Dla danych ze złoża Legnica oraz planowanej elektrowni o sprawności netto 48,5% [1] szacowany wskaźnik emisji wyniósłby 0,84 Mg CO₂/MW·h. Dałoby to redukcję przekraczającą 25% w stosunku do obecnych bloków w elektrowniach na węgiel brunatny.

Sprawność na poziomie 48,5% to nie kres wzrostu sprawności, bo już planowane jest przekroczenie poziomu 50%. W ostatnich latach z uwagi na wymogi ograniczenia emisji CO₂ widać wyraźne przyspieszenie tempa wzrostu sprawności nowych bloków (rys. 4).



Rys. 4. Wzrost sprawności elektrowni w RWE [16]

Fig. 4. Increase of power plant efficiency in RWE [16]

2. Wyznaczenie zasobów bilansowych i sposobu analizy bilateralnego monopolu kopalni i elektrowni

Obowiązujące kryteria bilansowości dla złóż węgla brunatnego są zależne jedynie od granicznych parametrów jakościowych węgla, miąższości pokładu węgla i przerostów oraz stosunku nadkładu do węgla (N:W). Nie umożliwiają one jednak analizowania opłacalności wydobywania węgla w zmiennych warunkach jego użyteczności, wynikających ze sprawności elektrowni oraz wariantowych kosztów emisji CO₂.

W warunkach bilateralnego monopolu kopalni i elektrowni zasoby bilansowe złoża eksploatowanego przez kopalnię należy zatem wyznaczyć z uwzględnieniem całego łańcucha tworzenia wartości. Można to zrobić, stosując metodę optymalizacji *wyrobiska docelowego*, dostępną w programie NPVScheduler™ [3].

Wyrobisko docelowe to wyrobisko, które dla danych wartości ekonomicznych obliczonych dla komórek modelu blokowego złoża ma największą wartość (niezdyskontowaną) spośród wszystkich możliwych wyrobisk spełniających ograniczenia dotyczące kąta skarpowego. Wyrobisko docelowe identyfikuje zatem zasoby bilansowe. Standardowo stosowanym algorytmem optymalizacji wyrobiska docelowego jest algorytm Lerchs'a-Grossmann'a [18].

Podejście do analizy bilateralnego monopolu kopalni i elektrowni zaprezentowane w pracy [6], umożliwiło ocenę funkcjonowania obu podmiotów z osobna oraz analizę łącznego zysku. Dzięki temu możliwa była analiza sytuacji negocjacyjnej pomiędzy obu podmiotami metodami teorii gier. Obecnie, gdy wykazano jednoznacznie korzyści z pionowej integracji obu podmiotów [5–8], a procesy integracyjne w PGE Górnictwo i Energetyka są w toku, można przyspieszyć analizę traktując oba podmioty jako jeden, w pełni zintegrowany organizm: kopalnię z elektrownią traktowaną jako zakład przeróbczy. Wy-

eliminowano w ten sposób cenę węgla z analizy, a szereg wyrobisk zagnieżdżonych uzyskano nie dla różnych poziomów cen węgla (jak w poprzednim podejściu), lecz dla różnych poziomów cen energii elektrycznej – produktu końcowego uzyskiwanego z zakładu przerobczego. Dzięki temu przyspieszono proces analizy i od razu w procesie optymalizacji można badać wpływ zmian cen energii oraz kosztów wykupu pozwoleń na emisję CO₂ na strategię kopalni. Oczywiście utracono możliwość indywidualnej analizy każdego z podmiotów z osobna, ale zyskano bardzo wygodne, elastyczne i szybkie narzędzie analizy wpływu otoczenia na wyniki zintegrowanego podmiotu, wielkość zasobów i kształt optymalnych wyrobisk docelowych. Wygenerowanie kilkuset takich wyrobisk to kwestia kilku godzin pracy programu. Dzięki temu możliwe stało się też badanie ryzyka geologicznego z wykorzystaniem metod symulacji warunkowej (ConSim w Datamine Studio™ v. 3.) oraz wiązki harmonogramów w module GeoRisk Assessment programu NPVScheduler™ v.4, co może stanowić kolejny etap analizy [11].

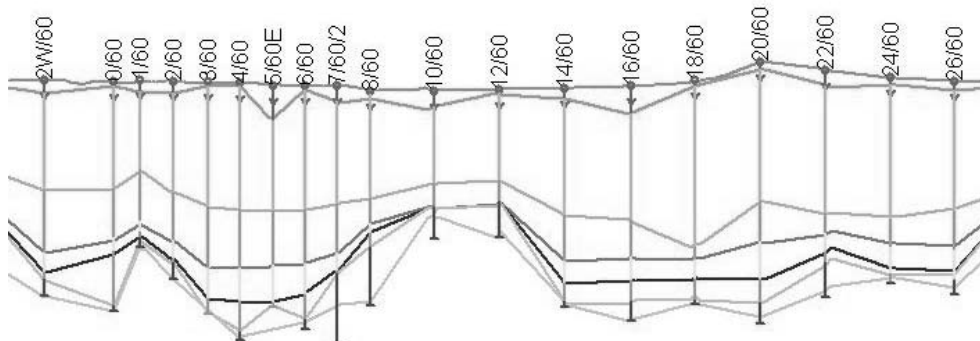
3. Wybór modelu do analizy

Przykładową analizę zależności wielkości zasobów bilansowych złoża węgla brunatnego w warunkach bilateralnego monopolu kopalni i elektrowni w zależności od sprawności elektrowni oraz kosztów praw do emisji CO₂ wykonano na podstawie studialnego modelu części złoża Legnica. Wykorzystano przy tym model rozwinięty w celu zastosowania warunkowej symulacji [10]. Kryterium wyboru modelu było dostatecznie gęste opróbowanie, pozwalające na zbudowanie geostatystycznego modelu zmienności badanych parametrów.

Bazując na dostępnych, studialnych danych złoża Legnica zbadano możliwość przetwarzania danych pól: Zachód, Wschód i Północ [14]. Opróbowanie tych pól jest zróżnicowane: pole Legnica Północ jest rozpoznane w kategorii C1, z siatką wierceń 1000 m (lokalnie 500 m), pole Legnica Zachód jest rozpoznane w kategorii B+C1+C2 z siatką wierceń 500 m oraz 250 m (ok. 30% powierzchni pola), ale analizy chemiczne są pobrane tylko z próbek w siatce 500 m, pole Legnica Wschód jest rozpoznane w kategorii B+C1+C2 z siatką wierceń 500 m oraz 250 m (ok. 50% powierzchni pola) [17]. Analizy chemiczne są pobrane ze wszystkich próbek. Z uwagi na gęstość opróbowania tylko dla pola Legnica Wschód można budować geostatystyczny model zmienności parametrów jakościowych i ten obszar został wybrany do analizy.

Według dokumentacji geologicznej, zgodnie z obowiązującą klasyfikacją bilansowości, złożo Legnica Wschód zawiera około 840 mln ton węgla bilansowego. Rozpoznano szereg parametrów jakościowych, z których najważniejsze to: wartość opałowa Q_i^r , popiół A^d i siarka całkowita S_i^d . Węgiel występuje w kilku pokładach, ale tylko w głównym kompleksie węglowym (pokład I i II) jest gęsto opróbowany, toteż analizę i przetwarzanie ograniczono do danych z tego pokładu (rys. 5).

Model blokowy zbudowano na podstawie danych z odwiertów geologicznych w środowisku programu geologiczno-górniczego *DATAMINE Studio*™, użytkowanego na Wy-



Rys. 5. Przykładowy przekrój przez powierzchnie wyznaczające granice kompleksów geologicznych w polu Legnica Wschód w strukturalnym modelu złoża; zastosowano przewyższenie pionowe; (fragment okna roboczego *DESIGN, DATAMINE*)

Fig. 5. Sample section through surfaces representing borders of geological complexes in the Legnica Wschód field in structural model of the deposit; vertical exaggeration was applied; (part of a working window *DESIGN, DATAMINE*)

dziale Geoinżynierii, Górnictwa i Geologii Politechniki Wrocławskiej [3]. Cyfrową bazę danych odwiertów złoża Legnica Wschód utworzono w IGO Poltegor-Instytut za pomocą własnego oprogramowania *JBDG* [17].

Po wczytaniu i skontrolowaniu poprawności źródłowych zbiorów danych odwiertów (zbiór kołnierzy otworów wiertniczych, zbiór warstw i zbiór analiz) oraz regularyzacji (przyjęto regularną długość próbki 1,5 m jako podstawową dla prób analiz chemicznych) utworzono przestrzenny zbiór próbek głównego pokładu węgla, zawierający 5422 rekordy. Na podstawie analizy gęstości opróbowania przyjęto jednakową długość i szerokość komórki podstawowej (500 m) z możliwością podziału.

Opracowano następującą sekwencję budowania modeli blokowych:

- ✧ model strukturalny – odwzorowanie struktury litologicznej złoża,
- ✧ model jakościowy – interpolacja podstawowych parametrów jakościowych.

Procedury przetwarzania modeli blokowych zostały zapisane w programach wsadowego przetwarzania (makropoleceniach) pozwalających na ich odtwarzanie ze zmienionymi parametrami dla złoża Legnica oraz dla innych złóż węgla brunatnego.

Dla analizowania wartości złoża potrzebny jest wskaźnik jakościowy, który agreguje parametry jakościowe [9]. Uzasadnione jest zatem użycie wskaźnika stosowanego w formułach cenowych węgla używanych dla rozliczania dostaw węgla z kopalni do elektrowni. Przyjęto następujący wskaźnik jakościowy (według jednej z kilku stosowanych formuł ceny węgla):

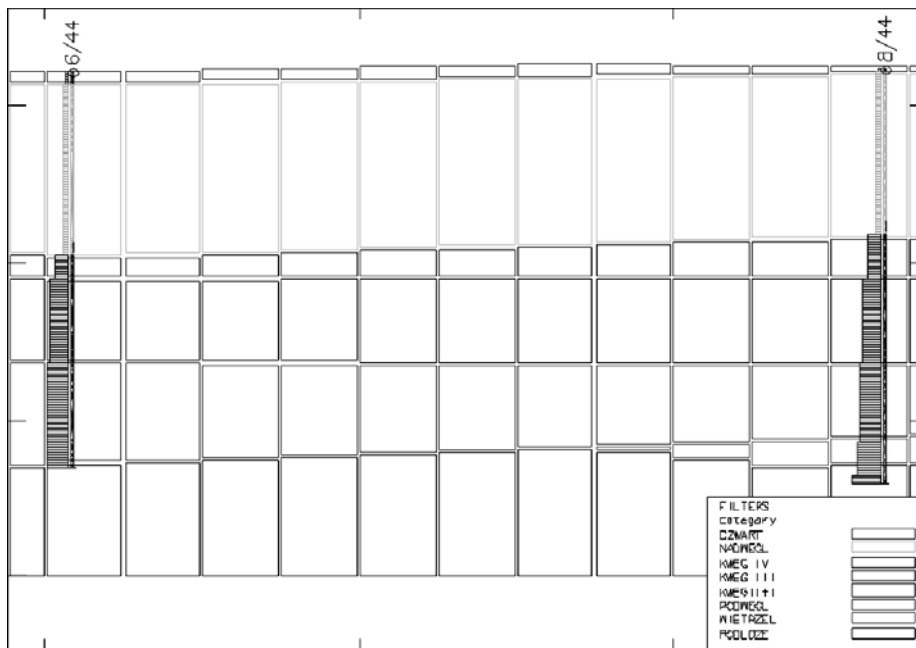
$$FRAC = \frac{Q_R}{Q_B} - \frac{A_R^{50} - A_B^{50}}{180} - \frac{S_R - S_B}{10} \quad (3)$$

gdzie: Q_R i Q_B – rzeczywista i bazowa wartość opałowa węgla brunatnego [kJ/kg],

A_R^{50} i A_B^{50} – rzeczywista i bazowa zawartość popiołu w węglu brunatnym [%],
 S_R i S_B – rzeczywista i bazowa zawartość siarki w węglu brunatnym [%],
 parametry węgla bazowego: $Q_B = 8514$ kJ/kg, $A_B^{50} = 7,95$ %, $S_B = 0,89$ %.

Wskaźnik został obliczony dla wszystkich próbek z pokładu głównego kompleksu węglowego.

Interpolację jakościową wskaźnika jakościowego FRAC – po ustaleniu parametrów interpolacji – wykonano metodą krigingu, przyjmując jako wejściowy – strukturalny model blokowy głównego kompleksu węglowego (*mbstr60*) oraz przestrzenny źródłowy zbiór próbek. Podobnie wykonano interpolacje źródłowych parametrów jakościowych węgla. W wynikowym modelu jakościowym głównego pokładu wartości parametrów zostały obliczone we wszystkich komórkach, w których było to możliwe według przyjętej metody interpolacji. Po złożeniu modelu jakościowego z modelem strukturalnym obejmującym wszystkie kompleksy (rys. 6) uzyskano kompletny model złoża i nadkładu.



Rys. 6. Przekrój przez model blokowy strukturalny; legenda przedstawia klasyfikację litostratygraficzną; wzdłuż próbek wykresy słupkowe parametru STRATNOW; (*DATAMINE*)

Fig. 6. Section through structural block model; legend shows lithographical classification, along sample bar chart showing STRATNOW parameter; (*DATAMINE*)

4. Model ekonomiczny złoża

Budowę modelu ekonomicznego oparto na założeniu, że produktem eksploatacji górniczej złoża węgla brunatnego jest energia elektryczna. Uwzględniając wartość ekwiwalentu energii elektrycznej w energii spalania węgla, wariantową sprawność elektrowni, względną jakość węgla (reprezentowaną przez wskaźnik jakościowy) oraz cenę bazową energii, można przypisać każdej tonie węgla cenę przeliczoną z ceny energii elektrycznej.

Konsekwentnie, koszty przetworzenia węgla na energię w elektrowni zostały potraktowane jako koszty przeróbki produktu, zaś koszty emisji CO₂ sklasyfikowano jako koszty sprzedaży produktu – energii. Koszty te odnoszą się tylko do węgla, natomiast uśrednione koszty eksploatacji są przypisane do jednostki objętości (nakładu lub węgla).

Przyjęto następujące założenia ekonomiczne:

- ✧ cena energii: 400 zł/MW·h_e,
- ✧ jednostkowy koszt produkcji energii w elektrowni: 40 zł/MW·h,
- ✧ jednostkowy koszt wydobycia: 7 zł/m³.

5. Wyrobisko docelowe

Wyrobisko docelowe wyznaczające zasoby bilansowe wygenerowano dla przyjętych wartości sprawności elektrowni i kosztu emisji CO₂. Rozpatrywano wariantowe poziomy sprawności elektrowni: 35, 38, 41, 43, 45 i 48% (odpowiadające istniejącym i planowanym rozwiązaniom) oraz opcjonalne poziomy kosztów emisji CO₂: zerowy, 10, 20, 40 i 60 euro/MW·h dla energii wyprodukowanej z węgla brunatnego.

Ponadto przyjęto założenia dodatkowe do generowania wyrobiska docelowego:

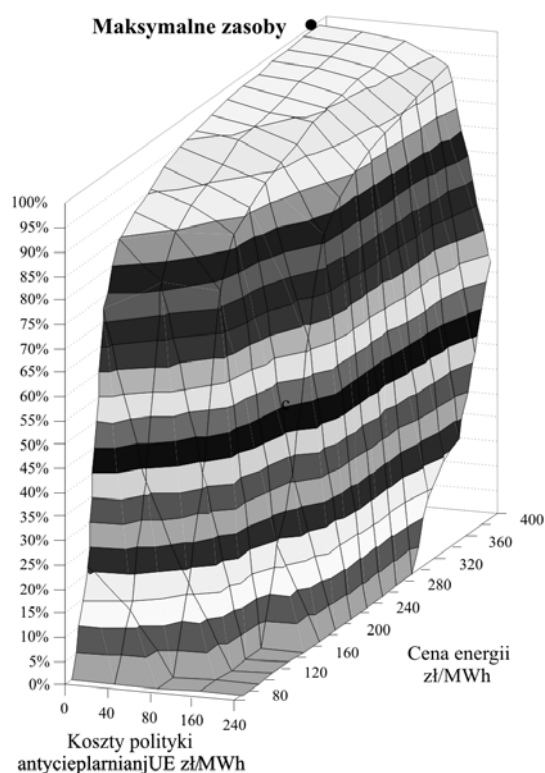
- ✧ generalny kąt zbrocza (według założeń geotechnicznych i technologicznych – 16°),
- ✧ roczne wydobycie kopaliny użytecznej – węgla (24 mln t/rok),
- ✧ w celu zbadania wrażliwości rozwiązania na wahania cen, przyjęto dodatkowo procentowy współczynnik spadku ceny bazowej (5%), pozwalający na wygenerowanie dla każdego wyrobiska docelowego również zestawu tzw. wyrobisk zagnieżdżonych (*phases*) – wyrobisk docelowych optymalnych dla ceny bazowej zmniejszonej kolejno do 95%, 90%, ... ceny bazowej.

Wygenerowano 30 wyrobisk docelowych optymalnych dla maksymalnego poziomu ceny energii wraz z szeregiem wyrobisk zagnieżdżonych, reprezentujących wielkość zasobów bilansowych dla różnych cen energii, kosztów i sprawności – w sumie 435 wyrobisk.

6. Wpływ sprawności elektrowni i kosztów antycieplarnianych UE na wielkość zasobów węgla brunatnego

Za maksymalne zasoby bilansowe przyjęto węgiel spełniający kryteria jakościowe bilansowości i znajdujący się w optymalnym wyrobisku wygenerowanym dla najbardziej korzystnych warunków: cena energii elektrycznej 400 zł/MW·h, sprawność elektrowni 48% i brak jakichkolwiek kosztów związanych z wykupem pozwoleń na emisję CO₂ lub wdrożenie CCS. Wyniosły one 1 060 mln ton. Maksymalne zasoby stanowiły punkt odniesienia dla zasobów znajdujących się w optymalnych wyrobiskach docelowych wygenerowanych dla mniej korzystnych warunków i w stosunku do nich obliczano bezwzględne i względne straty.

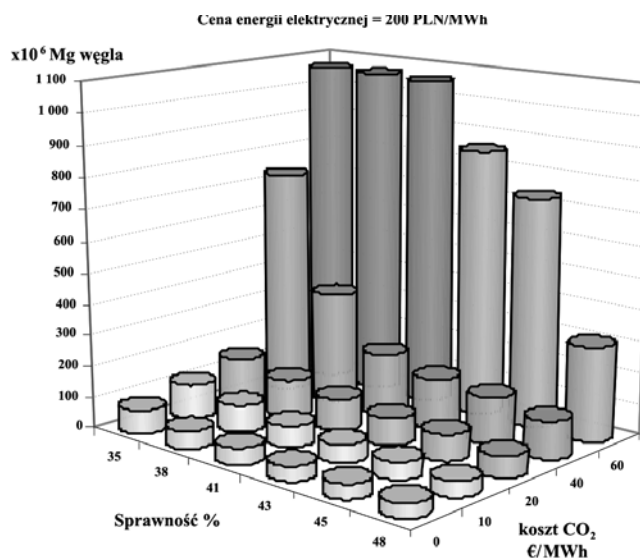
Na rysunku 7 pokazano względne obniżenie wielkości zasobów węgla brunatnego dla różnych poziomów cen energii (80–400 zł/MW·h) i kosztów polityki antycieplarnianej UE



Rys. 7. Względne straty zasobów węgla dla różnych poziomów cen energii i kosztów polityki antycieplarnianej UE przy sprawności elektrowni 35%

Fig. 7. Relative loss of lignite resources for different energy price levels and costs of EU policy against "global warming" at power plant efficiency 35%

(40–240 zł/MW·h) przy sprawności elektrowni na poziomie 35%. Wielkość bezwzględnych strat zasobów w milionach ton węgla pokazano na rysunku 8 i 9 oraz w tabeli 1.

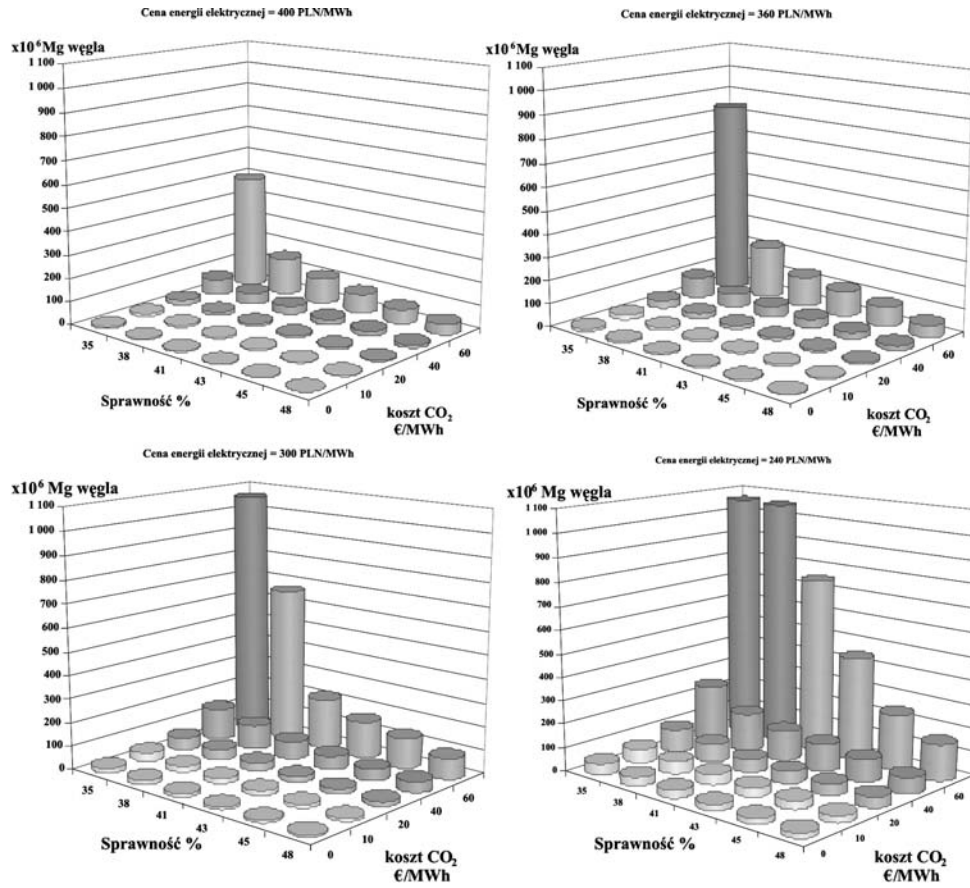


Rys. 8. Bezwzględne straty zasobów węgla dla ceny energii elektrycznej 200 zł/MW·h i różnych poziomów sprawności elektrowni i kosztów polityki antycieplarnianej UE

Fig. 8. Real losses of lignite resources for electric energy price 200 PLN/MW·h, different levels of power plant efficiencies and costs of EU policy against “global warming”

Analiza tych wykresów jednoznacznie pokazuje (zwłaszcza rys. 8), że jedynie wysoka sprawność na poziomie 48% zapewnia akceptowalne straty zasobów nawet przy poziomie kosztów polityki UE w wysokości 60 euro za 1 MW·h. Straty zasobów maleją też przy wzroście cen energii. Ceny te zapewne będą rosły wprost proporcjonalnie do wzrostu cen pozwoleń na emisję CO₂ i to ze współczynnikiem bliskim jedności z uwagi na uzależnienie naszej energetyki od węgla i niewielkie możliwości importu energii z zewnątrz. Niestety, wzrost cen energii na poziom bezpieczny dla zasobów oznaczałby kryzys energetyczny związany ze wzrostem cen przekraczającym 100%. Kosztami kryzysu obciążony byłoby całe społeczeństwo i gospodarka.

Dlatego warto się zastanowić, czy nie jest lepszym rozwiązaniem przyspieszony rozwój kraju dzięki taniej energii z własnych zasobów (model chiński), pozwalający zwiększyć wydatki na walkę z realnymi zagrożeniami klimatycznymi tu i teraz (powodzie, skutki huraganów) niż wydawanie ogromnych sum na obniżanie poziomu emisji CO₂ (np. poprzez wdrażanie technologii CCS) w nadziei, że powstrzymamy zmiany klimatu. Wzrost cen energii spowoduje zahamowanie wzrostu gospodarczego (o więcej niż przewidywany 1%) i w konsekwencji obniżenie nakładów na walkę z realnymi zagrożeniami. Modernizacja, a najlepiej zastępowanie starych bloków nowymi o sprawności rzędu 45–48% jest więc jedyną drogą dla utrzymania energetyki na bazie węgla brunatnego w warunkach rosnących kosztów walki z „globalnym ociepleniem”.



Rys. 9. Bezwzględne straty zasobów węgla dla różnych ceny energii elektrycznej, poziomów sprawności elektrowni i kosztów polityki antycieplarnianej UE

Fig. 9. Real losses of lignite resources for different electric energy prices, levels of power plant efficiencies and costs of EU policy against “global warming”

TABELA 1. Utrata zasobów bilansowych w wyrobisku docelowym na złożu węgla brunatnego w zależności od kosztu emisji CO₂ [EURO/MW·h] oraz sprawności elektrowni dla wariantowych poziomów cen energii

TABLE 1. Loss of lignite reserves in the ultimate pit as a function of carbon penalties and power plant efficiency for various levels of energy price

Cena energii	Koszt emisji CO ₂	Sprawność [%]					
		35	38	41	43	45	48
[zł/MWh]	[EURO/MWh]	Względna strata zasobów w stosunku do maksymalnych [%]					
400	0	1	0	0	0	0	0
	10	1	1	1	0	0	0
	20	2	1	1	1	1	0
	40	6	4	3	2	2	1
	60	46	15	10	8	6	4
360	0	1	1	1	0	0	0
	10	2	1	1	1	1	0
	20	3	2	2	1	1	1
	40	8	5	4	3	3	2
	60	79	21	12	10	8	5
300	0	2	2	1	1	1	1
	10	3	2	2	2	1	1
	20	5	4	3	2	2	2
	40	13	10	7	5	5	4
	60	100	63	20	15	12	8
240	0	4	4	3	2	2	2
	10	5	5	4	4	3	3
	20	9	7	5	5	4	4
	40	23	15	12	11	9	6
	60	100	99	71	42	22	15
200	0	7	5	5	4	4	4
	10	10	8	6	5	5	5
	20	14	11	10	8	8	6
	40	69	34	19	15	14	11
	60	100	100	99	81	69	28

Literatura

- [1] BEDNARCZYK J., 2007 – Scenariusze zagospodarowania złoża węgla brunatnego Legnica. Technologia udostępnienia złoża węgla brunatnego Legnica, Redakcja Górnictwa odkrywkowego, Wrocław.
- [2] BEDNARCZYK J., 2008 – Perspektywiczne scenariusze rozwoju wydobywania i przetworzenia węgla brunatnego na energię elektryczną. *Polityka Energetyczna* t. 11, z. 1.
- [3] Dokumentacja elektroniczna programów Datamine Studio oraz NPV Scheduler.
- [4] GALETAKIS M., VAMVUKA D., 2009 – Lignite Quality Uncertainty Estimation for the Assessment of CO₂ Emissions. *Energy & Fuels* 23, s. 2103–2110.
- [5] JURDZIAK L., 2005 – Czy integracja pionowa kopalń odkrywkowych węgla z elektrowniami jest korzystna i dla kogo? *Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki* Nr 2, s. 24–33.
- [6] JURDZIAK L., 2007 – Analiza ekonomiczna funkcjonowania kopalni węgla brunatnego i elektrowni z wykorzystaniem modelu bilateralnego monopolu, metod optymalizacji kopalń odkrywkowych i teorii gier. *Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej*, s. 304.
- [7] 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*. Taylor and Francis, s. 73–83.
- [8] JURDZIAK L., 2008 – Integracja działań czy integracja instytucji? *Systems (Wrocław)*. vol. 13, spec. iss. 1/2, s. 223–232.
- [9] JURDZIAK L., KAWALEC W., 2000 – Optymalizacja rozwoju odkrywki w oparciu o cenę kopaliny i wymagania jakościowe na przykładzie złoża SZCZERCÓW. VII Konferencja Wykorzystanie złóż kopaliny użytecznych, PAN IGSMiE i AGH, Zakopane.
- [10] JURDZIAK L., KAWALEC W., 2009 – Integrated risk evaluation in value creation chain of optimal electric energy production from lignite with the use of conditional simulation of a lignite deposit quality parameters. *Electronic Conference Proceedings of the IAMG Meeting 2009, Computational Methods for the Earth, Energy and Environmental Sciences, August 23–28, Stanford University, USA*.
- [11] JURDZIAK L., KAWALEC W., 2010 – Risk Analysis of Electric Energy Production From Lignite Upon the Basis of Mining Scenarios Bundle Generated With The Use Of Geo-Risk Optimisation. Referat na 11th IAEE European Conference in Vilnius, Lithuania, August 25–28, 2010.
- [12] KARZ A., BURMISTRZ P., STRUGAŁA A., 2009 – Oszacowanie emisji CO₂ związanej z wydobyciem, wzbogacaniem i transportem węgla – potencjalnych surowców dla procesów wytwarzania wodoru. *Polityka Energetyczna* t. 12, z. 1.
- [13] KASZTELEWICZ Z., KLICH J., KOZIOŁ W., KOZIOŁ K., ZAJĄCZKOWSKI M., 2008 – Lignite-Based Power Plants in Poland – Chances of Development in the 21st Century. *21st World Mining Congress & Expo 2008, 7–12 September*.
- [14] KAWALEC W., 2007 – Modelowanie blokowe złoża węgla brunatnego Legnica Wschód i Legnica Zachód. *Technologia udostępnienia złoża węgla brunatnego Legnica*, Red. Górnictwo Odkrywkowe, Wrocław.
- [15] LIANG X., REINER D, GIBBINS J., LI J., 2009 – Assessing the value of CO₂ capture ready in new-build pulverised coal-fired power plants in China. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 3, 787–792.
- [16] RWE Power 2008: THE NIEDERAUSSEM COAL INNOVATION CENTRE, broszura wydana przez RWE Power Aktiengesellschaft, Essen – Cologne, November.

- [17] ŚLUSARCZYK G., SPECYLAŁ-SKRZYPECKA J., BOROWICZ A., 2007 – Cyfrowe modele geologiczne złoža węgla brunatnego Legnica. [W:] Technologia udostępnienia złoža węgla brunatnego Legnica, Wrocław.
- [18] TOLWINSKI B., 2002 – MEW NPV Scheduler and Multimine Scheduler Solution for CVRD-Itabira, Notes from discussion, Datamine Latin America, Belo Horizonte.

Leszek JURDZIAK, Witold KAWALEC

Influence of power station efficiency increase and CCS policy on size of lignite resources in condition of bilateral monopoly of a mine and a power station

Abstract

The study of the dependency of lignite reserve on the lignite fuelled power plant efficiency as well as carbon allowances costs has been presented. The lignite economical reserves have been set with the use of algorithm of generating an ultimate pit on the basis of the economical block model of the lignite deposit. In this approach the electric energy embedded in the coal has been set as the product, costs of transforming chemical energy of coal into electric energy (power plant costs) have been treated as processing costs and the carbon allowances costs have been set as selling costs of the final product – energy. Thus the power plant efficiency can be implemented into both the product price “in-situ” and the processing costs. For the case study the quality block model of the lignite deposit Legnica Wschod has been used. Multivariant results of the computations for chosen power plant efficiency, carbon allowances costs and electrical energy prices have been obtained. The most interesting result is the loss of reserves due to rising carbon allowances costs. As long as these costs are relatively low, the power plant efficiency does not influence the ultimate pit reserves significantly. However when carbon allowances costs are higher (which is expected after implementation the full auctioning of carbon) only the highest power plant efficiency can save the lignite reserves for at least 25 years of mining exploitation necessary for the profitability of investments into the mine and the power plant bilateral monopoly.

KEY WORDS: lignite reserves, costs of CCS policy, power plant efficiency, ultimate pit

