

Efektywność finansowa bloku węglowego klasy 1000 MW na przykładzie elektrowni Ostrołęka C

Streszczenie. W ramach pracy dokonano oceny podstawowych czynników fundamentalnych rynku energii elektrycznej oraz przeprowadzono analizę efektywności finansowej węglowego bloku energetycznego klasy 1000 MW na przykładzie elektrowni Ostrołęka C. Analizę wykonano metodą Monte Carlo bazując na symulacjach funkcjonowania rynku energii elektrycznej w perspektywie do 2053 roku z wykorzystaniem modelu fundamentalnego rynku, który pozwolił na wyznaczenie warunków brzegowych do analiz efektywności finansowej projektu. Symulacje wykonano dla dwóch podstawowych scenariuszy: węglowego oraz zrównoważonego z energetyką jądrową, przy czym każdy ze scenariuszy był odzwierciedleniem zróżnicowanych polityk w zakresie ochrony klimatu.

Abstract. As part of the work, an assessment of the fundamental factors of the electricity market was made and an analysis of the financial efficiency of the 1,000 MW class coal-fired power unit was conducted based on the Ostrołęka C power plant case. The analysis was carried out using the Monte Carlo method based on simulations of the electricity market operation in the perspective up to 2053 using the fundamental market model, which allowed setting the boundary conditions for the project's financial efficiency analysis. Simulations were carried out for two basic scenarios: coal and sustainable with nuclear energy, with each scenario reflecting different policies in the field of climate protection. (Financial efficiency of a 1,000 MW class coal-fired power unit on example of the Ostrołęka C power plant).

Słowa kluczowe: rynek energii, analiza efektywności finansowej inwestycji, analiza opłacalności w energetyce, elektrownie węglowe.

Keywords: Energy market, investment projects evaluation, profitability analysis in the power sector, coal-fired power plants.

Wstęp

Ze względu na obecny stan polskiego sektora wytwórczego energii elektrycznej, w którym to zdecydowana większość jednostek wytwórczych jest już przestarzała i nieprzystosowana do aktualnych standardów, istnieje luka w dostępnych zasobach wytwórczych. W nadchodzących latach może ona stanowić istotne zagrożenie dla bezpieczeństwa energetycznego kraju. W odpowiedzi na powyższe wyzwanie, w ostatnich latach polskie spółki energetyczne podejmowały decyzje o rozpoczęciu wielomiliardowych inwestycji w sektorze wytwórczym, czego przykładem są projekty (i realizacje) elektrowni Opole II (blok 5 i 6), Jaworzno III, czy blok 11 elektrowni Koźminek. Ostatnio do grona tych projektów dołączył także reaktywowany projekt budowy elektrowni Ostrołęka C. Elementem wspólnym wszystkich tych projektów, jest fakt, że są to duże jednostki o mocy zbliżonej do 1000 MW. Ta zbieżność nie jest przypadkowa i stanowi trwały wzorzec inwestycyjny w sektorze energetyki wielkoskalowej, który wynika z dążeń do osiągnięcia jak największej sprawności jednostki oraz maksymalizacji korzyści skali.

Ze względu na silny trend dekarbonizacji, wynikający z legislacji unijnej, pojawia się pytanie, czy zasadne jest budowanie dużych systemowych jednostek wytwórczych (klasy 1000 MW), opalanych węglem oraz jaki jest potencjalny poziom ryzyka inwestycyjnego takich projektów. Chcąc pochylić się nad tym zagadnieniem niezbędne jest przeprowadzenie wnikliwej analizy otoczenia rynkowego, w jakim taki podmiot będzie funkcjonować, a następnie zamodelowanie zachowania tego rynku w perspektywie czasu życia inwestycji. W tym celu w niniejszym artykule dokonano charakterystyki czynników cenotwórczych na rynku energii elektrycznej, po czym w oparciu o tę wiedzę stworzono uproszczony model fundamentalny rynku energii elektrycznej i przy przyjęciu założeń dotyczących parametrów inwestycji przebadano jej funkcjonowanie w zakładanym okresie. Jako studium przypadku wykorzystano projekt elektrowni Ostrołęka C, dla którego to dokonano analizy efektywności finansowej. Całość analizy została przeprowadzona dla kilku scenariuszy, a zbudowany model został zasilony możliwie dokładną bazą rzeczywistych danych. Problematyka budowy modeli fundamentalnych rynku energii elektrycznej oraz ryzyka inwestycyjnego została poruszona w oddzielnych opracowaniach [1] i [2].

Czynniki cenotwórcze na rynku energii elektrycznej

Ze względu na specyficzne cechy sektora elektroenergetycznego, w tym w szczególności braku możliwości składowania istotnych ilości produktu oraz konieczności bilansowania popytu i podaży w czasie rzeczywistym, a zatem fizycznej produkcji i odbioru, cena energii elektrycznej zawsze jest wyznaczana dla ustalonej porcji produktu w danej chwili czasowej. Chociaż faktycznie ruch systemu elektroenergetycznego jest prowadzony na bieżąco w każdej sekundzie, a planowanie pracy odbywa się w okresach dochodzących do 15 minut, na chwilę obecną umownie przyjęto, że ze względów praktycznych cena energii będzie ustalana w rozdzielczości godzinowej. Dlatego też cena energii elektrycznej stanowi odzwierciedlenie stanu systemu elektroenergetycznego oraz jego pochodnych dla średnich wartości w godzinie. Z perspektywy podstawowych czynników fundamentalnych, cena energii elektrycznej jest funkcją: zapotrzebowania, dostępnej zdolności wytwórczej, produkcji OZE, poziomu transgranicznej wymiany handlowej, kosztów wytwarzania w tym w szczególności: cen nośników energii pierwotnej, kosztów środowiskowych, uwzględniających m.in. koszt zakupu uprawnień do emisji CO₂.

Najważniejszym czynnikiem fundamentalnym definiującym cenę energii elektrycznej jest zagregowane w skali kraju zapotrzebowanie na moc. Jego wartość jest dodatnio skorelowana z poziomem cen energii elektrycznej i jest zależna od dobowych, indywidualnych profili zużycia energii elektrycznej poszczególnych odbiorców. Pośród czynników determinujących poziom zapotrzebowania w skali makro można wymienić m.in.: energochłonność gospodarki, temperaturę powietrza, długość dnia, cykl tygodniowy (dzień tygodnia, dzień weekendowy, dni wolne).

Drugim czynnikiem fundamentalnym mającym bezpośredni wpływ na podaż energii na rynku jest wielkość dostępnych zdolności wytwórczych w systemie, tj. JWCD (Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane) oraz nJWCD (jednostki wytwórcze niebędące JWCD). Poziom ten przede wszystkim wynika z liczby odstawiń jednostek wytwórczych na skutek prowadzenia planowanych działań remontowych (remonty średnie, kapitalne) oraz działań nieplanowanych (remonty awaryjne). Pewnym miernikiem dostępności mocy w systemie jest poziom Operacyjnej Rezerwy Mocy (ORM), czyli ilości zakontraktowanych przez Operatora Sieci Przesyłowej mocy wytwórczych ponad

bieżące zapotrzebowanie, pełniących rolę rezerwy w systemie. W przypadku nJWCD, jako iż istotną część tych podmiotów stanowią odnawialne źródła energii, bardzo duży wpływ na dostępny wolumen mocy mają warunki pogodowe. W przypadku Polski, dominującym czynnikiem jest tutaj poziom generacji wiatrowej.

Ostatnim czynnikiem mającym wpływ na dostępność mocy po stronie podażowej jest poziom transgranicznej wymiany handlowej i wynikający z niej bilans handlowy kraju. Mechanizm oddziaływania wymiany handlowej na ceny energii elektrycznej w Polsce polega na zmianie wolumenu zapotrzebowania na energię elektryczną pokrywanego przez jednostki wytwórcze krajowe, tj. wzrostu zapotrzebowania w przypadku eksportu, bądź spadku w przypadku importu, czego oczywistą konsekwencją są przesunięcia punktu odcięcia w ramach *merit order*. O wartości wymiany handlowej decydują dwa podstawowe czynniki: rozkład cen na poszczególnych rynkach europejskich oraz techniczna zdolność do wymiany handlowej. Pierwszy z czynników determinuje charakter wymiany, tj. czy następuje import energii do Polski (niższe ceny w krajach ościennych), czy eksport energii z Polski (niższa cena w Polsce). Drugi czynnik jest warunkowany przez poziom zdolności przesyłowych, czyli dopuszczalny przez OSP bezpieczny poziom wymiany handlowej, który nie zagraża bezpieczeństwu w KSE. Wartość tych zdolności jest determinowana przez bieżące warunki sieciowe, tj. fakt czy zwiększenie przepływów fizycznych na skutek realizacji wymiany handlowej nie spowoduje przekroczenia parametrów technicznych linii przesyłowych; oraz przez zdolność bilansową KSE do zniżenia punktu pracy JWCD w przypadku importu lub podniesienia punktu pracy w przypadku eksportu. Równocześnie na techniczną zdolność do przesyłania mocy w sieci mają wpływ także zdarzenia losowe w postaci pojawienia się ubytków w sieci (np. awaryjne wyłączenia połączenia międzysystemowego).

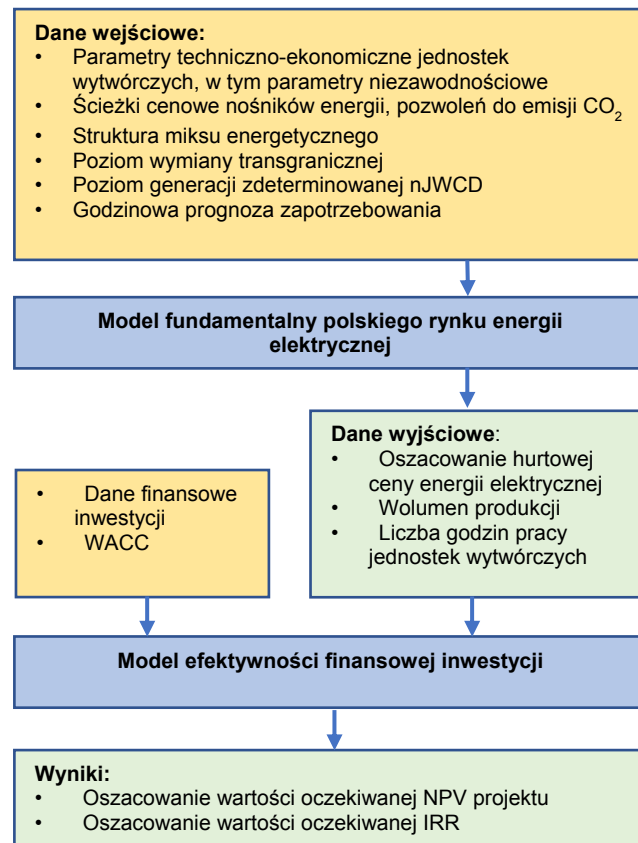
Pośród czynników mających wpływ na koszty wytwarzania energii elektrycznej jako najważniejsze należy wskazać na ceny nośników energii pierwotnej, do których zaliczają się m.in. ropa, gaz, węgiel kamienny i brunatny, biomasa czy uran. Mając na uwadze strukturę krajowego miksu energetycznego i uwzględniając fakt, iż koszt paliwa odpowiada za prawie 80% kosztów zmiennych wytwarzania w elektrowniach ciepłych na węgiel kamienny, dla Polski najważniejsza jest cena węgla energetycznego. Jej wartość jest determinowana zarówno czynnikami lokalnymi, wynikającymi z sytuacji w krajowym sektorze wydobywczym, jak i makroekonomicznymi powiązanimi z koniunkturą na światowych rynkach paliw. W przypadku Polski, za najbardziej reprezentatywne wskaźniki cen węgla należy uznać PSCMI1 – czyli Polski Indeks Rynku Węgla Energetycznego oraz CIF ARA, określający cenę węgla w UE dla portów Amsterdam, Rotterdam, Antwerpia.

Drugim, co do wielkości, składnikiem kosztowym uwzględnianym w cenie energii elektrycznej są notowania uprawnień do emisji CO₂. Uprawnienia do emisji CO₂ EUA są elementem Europejskiego Systemu Handlu Emisjami, w ramach którego, podmioty uczestniczące w systemie mają obowiązek posiadać uprawnienia w ilości odpowiadającej emisjom posiadanych instalacji. Zgodnie z aktami prawnymi, część uprawnień jest przydzielana podmiotom bezpłatnie, a część przez zakup w drodze aukcji przeprowadzanych na giełdzie.

Charakterystyka modelu symulacyjnego

Stworzony w ramach pracy model symulacyjny efektywności finansowej analizowanego projektu stanowi model równowagi ogólnej rynku energii elektrycznej, który składał się z dwóch zasadniczych części: modelu

fundamentalnego polskiego rynku energii elektrycznej oraz modelu efektywności finansowej inwestycji (rys. 1). Dla uwzględnienia niepewności danych w modelowaniu posłużono się techniką Monte Carlo.



Rys. 1. Wysokopoziomowa struktura modelu symulacyjnego efektywności finansowej inwestycji [1]

Model rynku energii elektrycznej odzwierciedlił procesy cenotwórcze zachodzące na tym rynku i pozwolił na wyznaczenie warunków funkcjonowania analizowanej inwestycji w perspektywie do 2053 roku, przy założeniu jej uruchomienia w 2024 roku oraz eksploatacji przez okres następujących 30 lat. Wynikiem modelu było oszacowanie hurtowej ceny energii elektrycznej oraz wolumenu produkcji poszczególnych jednostek wytwórczych w rozdzielczości godzinowej. Dane te stanowiły następnie dane wejściowe do modelu badania efektywności finansowej inwestycji, bazującym na oszacowaniu wartości zaktualizowanej netto NPV. Zgodnie z metodyką Monte Carlo, dane wsadowe do modelu stanowiły rozkłady zmiennych losowych, bądź stałe wartości zgodne z przyjętymi założeniami. Analizy zostały przeprowadzone dla kilku scenariuszy, a dla każdego z nich wykonano po 1000 symulacji. Wynikiem analiz są rozkłady wartości NPV projektu. Szczegółowy opis modelu fundamentalnego rynku energii elektrycznej wraz z przyjętymi założeniami oraz warunkami brzegowymi został zawarty w [1].

Model badania efektywności finansowej inwestycji

Model badania efektywności finansowej analizowanej inwestycji został oparty na metodzie wartości zaktualizowanej netto NPV. Model ten jest modelem dyskretnym z rozdzielczością roczną, w którym to poszczególne zmienne są wynikiem symulacji modelu fundamentalnego rynku energii elektrycznej bądź wynikają z przyjętych założeń. Wartość rezydualna inwestycji została przyjęta jako 0. Postać modelu jest następująca:

$$(1) \quad NPV = \sum_{t=0}^n \frac{P_{r,t} - K_{e,t} - F_t - (P_{r,t} - K_{e,t} - F_t - A_t)p}{(1+r_t)^t} +$$

$$- \sum_{t=b}^{t=0} \frac{J_t}{(1+r_z)^t}$$

gdzie: n – wyrażony w latach okres eksploatacji inwestycji; b – wyrażony w latach czas trwania budowy inwestycji; $P_{r,t}$ – wartość rocznego przychodu; $K_{e,t}$ – wartość rocznych kosztów eksploatacji, w tym m.in. kosztów środowiskowych; F_t – wartość rocznych kosztów finansowania inwestycji; A_t – amortyzacja w roku t ; J_t – nakłady inwestycyjne w roku t ; p – stopa podatku dochodowego od osób prawnych; r_t – stopa dyskontowa w roku t ; r_z – stopa dyskontowa odzwierciedlająca zamrożenie kapitału.

Przyjęta w modelu wartość rocznego przychodu $P_{r,t}$ jest opisana wzorem:

$$(2) \quad P_{r,t} = P_{E,t} + P_{US,t} + P_{RM,t}$$

gdzie: $P_{E,t}$ – sumaryczne przychody ze sprzedaży energii elektrycznej w roku t ; $P_{US,t}$ – sumaryczne przychody ze świadczenia usług systemowych w roku t ; $P_{RM,t}$ – sumaryczne przychody z udziału w rynku mocy w roku t .

Należy przy tym zaznaczyć, że sumaryczne przychody ze świadczenia usług systemowych w danym roku zostały ujęte pośrednio jak zwiększenie obciążenia jednostek i dotyczą tylko i wyłącznie świadczenia rezerwy w systemie.

Wartość rocznych kosztów eksploatacji $K_{e,t}$ wyznaczana jest zgodnie ze wzorem:

$$(2) \quad K_{e,t} = K_{S,t} + K_{Z,t} =$$

$$\left(K_{PLAC,t} + K_{MAT_s,t} + K_{POZ,t} + K_{REM,t} \right) +$$

$$\left(K_{PAL,t} + K_{MAT_z,t} + K_{ŚROD,t} + K_{CO_2,t} \right)$$

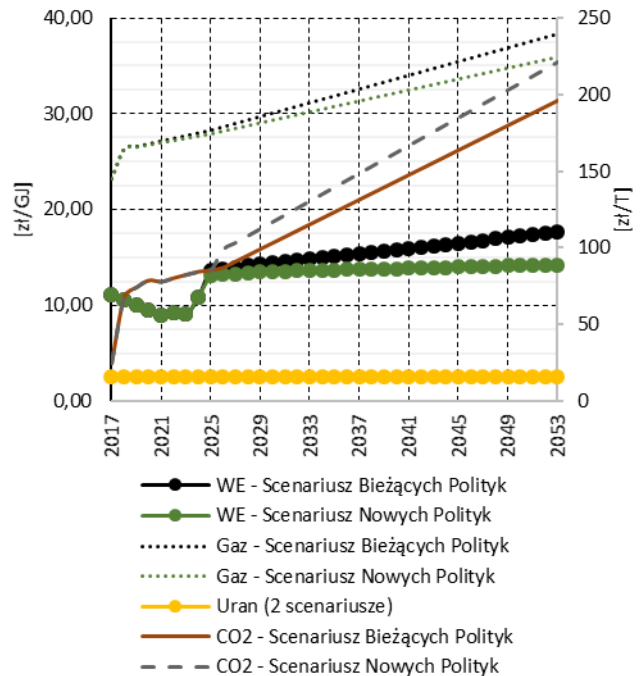
gdzie: $K_{S,t}$ – koszty stałe wytwarzania w roku t ; $K_{Z,t}$ – koszty zmienne wytwarzania w roku t ; $K_{PLAC,t}$ – koszty wynagrodzeń w roku t ; $K_{MAT_s,t}$ – koszty stałe materiałów w roku t ; $K_{POZ,t}$ – pozostałe koszty stałe w roku t , z wyłączeniem podatku dochodowego; $K_{REM,t}$ – koszty remontów w roku t ; $K_{PAL,t}$ – koszty paliwa wraz z kosztami zakupu w roku t ; $K_{MAT_z,t}$ – koszty zmienne materiałów w roku t ; $K_{ŚROD,t}$ – koszty korzystania ze środowiska w roku t , z wyłączeniem kosztów zakupu uprawnień do emisji CO_2 ; $K_{CO_2,t}$ – koszty zakupu uprawnień do emisji CO_2 .

Wartość rocznych kosztów finansowania inwestycji F_t jest równa rocznym kosztom finansowania obligacjami korporacyjnymi $K_{O,t}$.

Scenariusze oraz założenia i warunki brzegowe modelu finansowego

Analiza symulacyjna rynku energii elektrycznej uwzględnia dwa podstawowe scenariusze: węglowy oraz zrównoważony z energetyką jądrową, zróżnicowane ze względu na projekcje ścieżki cen nośników energii, wymianę handlową na połączeniach międzysystemowych oraz wynikający z nich miks energetyczny Polski. W analizie przyjęto miksy energetyczne Polski wypracowane przez Forum Energii i opublikowane w 2016 roku w ramach opracowania „Polski sektor energetyczny 2050 – 4 scenariusze” [3]. Spośród czterech scenariuszy wybrano dwa podstawowe miksy: węglowy oraz zrównoważony z energetyką jądrową. Niemniej jednak, ze względu na fakt, iż scenariusze te nie uwzględniały najnowszych danych z lat 2017–2020 dotyczących budowy, modernizacji oraz

wyłączeń poszczególnych jednostek wytwórczych, miksy zostały zaktualizowane i przeliczone na poszczególne jednostki wytwórcze dla każdego roku analizy. Celem zachowana spójności analizy z założeniami przyjętymi przez Forum Energii przy wyznaczeniu miksu energetycznego Polski, w modelu posłużono się dwoma ścieżkami cenowymi nośników energii oraz cen powoleń do emisji CO_2 (rys. 2) zawartymi w World Energy Outlook 2018 [4].



Rys. 2. Predykcja ścieżek cenowych nośników energii pierwotnej oraz uprawnień do emisji CO_2 w Unii Europejskiej do roku 2053 dla poszczególnych scenariuszy (Ścieżki wyznaczono jako przeliczenie bieżących cen zgodnie z trajektorią ścieżek cen nośników dla poszczególnych scenariuszy [5, 6, 7]. Ceny nominalne wyznaczone przy założeniu stałego kursu $\$/\text{PLN}$ równego 3,78 zł oraz kursu $\text{€}/\text{PLN}$ równego 4,26 zł.)

Przyjęte w analizie scenariusze transgranicznej wymiany handlowej stanowią godzinowe profile, stałe w poszczególnych dobach dla okresu letniego (kwiecień – wrzesień) oraz zimowego (pozostałe miesiące). Takie założenie stanowi istotne uproszczenie, gdyż w rzeczywistości aby dobrze oddać prawdziwy charakter wymiany w długim okresie, należałoby oddzielnie zamodelować każdy z rynków objętych mechanizmem market coupling, co w praktyce oznacza modelowanie rynków energii niemal wszystkich krajów Europy kontynentalnej. W związku z powyższym, przyjęte profile zostały opracowane przy założeniu utrzymania się, a wręcz stopniowego umacniania się trendu importu energii elektrycznej do Polski, a zatem zwiększania podaży energii na krajowym rynku energii, na podstawie profilu bazowego dla scenariusza węglowego wyznaczonego dla danych historycznych z lat 2015–2018, a następnie przeliczonego proporcjonalnie do poziomu dostępnych zdolności przesyłowych przewidywanych przez PSE S.A. w kolejnych latach analizy.

Szczegółowe parametry elektrowni Ostrołęka C przyjęte w analizie zostały przedstawione w tabeli 1, przy czym koszt transportu paliwa został wyznaczony na podstawie danych zawartych w [9].

Koszty stałe wytwarzania elektrowni Ostrołęka C zostały wyznaczone na podstawie uśrednionych danych, typowych dla jednostek wytwórczych opalanych węglem kamiennym przedstawionych w [8]. Ze względu na fakt, iż dane

dotyczyły roku 2016, ich wartość dla każdego roku w kolejnych latach analizy została przeliczona w następujący sposób: koszty materiałów, usług obcych, remontów oraz pozostałych kosztów zostały przeliczone zgodnie z prognozowanym przez NBP poziomem inflacji bazowej, a w dłuższym okresie z przyjętym celem inflacyjnym o wartości 2,5%, koszty pracy zostały przeliczone zgodnie ze średnią roczną stopą wzrostu wartości przeciętnego wynagrodzenia w sektorze przedsiębiorstw w latach 2010–2018, wynoszącą 4,06% [10]. Ze względu na brak szczegółowych danych dotyczących kosztów remontów z podziałem na ich rodzaj, w analizie przyjęto, że w każdym roku ponoszony będzie koszt odpowiadający średniorocznemu kosztowi remontów. Ponadto w analizie przyjęto amortyzację metodą liniową dla 30-letniego okresu eksploatacji obiektu. Szczegółowe dane przedstawiono w tabeli 2.

Tabela 1. Parametry techniczno-finansowe elektrowni Ostrołęka C przyjęte w symulacji (ceny stałe 2017 rok)

Parametr	Moc osiągalna	Moc osiągalna netto	Moc minimalna
Wartość	1000 MW	940 MW	300 MW
Parametr	Emisja CO ₂	Sprawność	Wskaźnik awaryjności FOR
Wartość	0,79 t/MWh	0,46	11% (zima), 10% (lato)
Parametr	Kosz paliwa z wyłączeniem kosztów transportu	Koszt materiałów i opłat środowiskowych	Koszt transportu węgla
Wartość	76,76 zł/MWh	5,00 zł/MWh	29,14 zł/MWh
Parametr	Koszt zmienny wytwarzania bez kosztów CO ₂	Koszt uprawnień do emisji CO ₂	Całkowity koszt zmienny wytwarzania
Wartość	110,90 zł/MWh	19,62 zł/MWh	130,52 zł/MWh

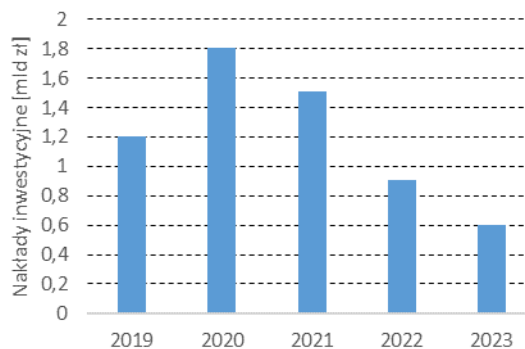
Tabela 2. Zakładana struktura rocznych jednostkowych kosztów stałych wytwarzania energii elektrycznej w analizowanej elektrowni Ostrołęka C przeliczona na rok 2024, przy czym koszty remontów zawierają zarówno koszty stałe jak i zmienne, koszty pozostałe uwzględniają podatki i opłaty (zł/MWh)

Koszty stałe wytwarzania (bez amortyzacji i kosztów remontów): 160 037,02	w tym:	
	Materiały: 10 302,03	Koszty pracy: 78 510,01
	Usługi obce: 34 202,74	Pozostałe koszty: 37 022,24
Koszty remontów: 35 128,35		
Amortyzacja: 200 766,67		

Całkowite nakłady inwestycyjne dla bloku 1000 MW mają wynieść około 6,023 mld zł [11]. Przyjęty harmonogram wydatkowania środków został przedstawiony na rysunku 3. Ponadto, w analizie finansowej założono, że w trakcie trwania budowy obiektu struktura finansowania projektu będzie stała i zgodna z założeniami przyjętymi do wyznaczenia WACC.

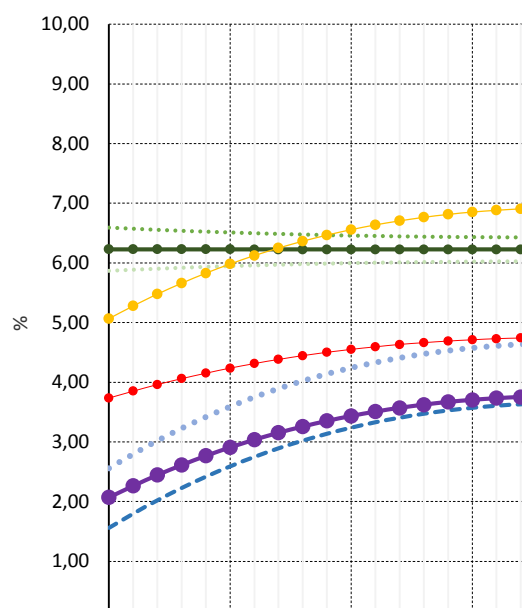
Zastosowana w modelu wartość stopy dyskontowej została wyznaczona jako średnioważony koszt kapitału WACC. Zgodnie z charakterystyką inwestycji przedstawioną w [11] przedsięwzięcie będzie realizowane przez spółkę celową, w której po 50% udziałów posiadają spółki Enea S.A. oraz Energa S.A. Jako strukturę finansowania projektu założono, że 60% kapitału będą stanowiły środki obce pochodzące z emisji obligacji korporacyjnych, a 40% kapitału będzie pochodziło ze środków własnych inwestorów, przy założeniu ich równego udziału w analizowanym przedsięwzięciu.

Koszt kapitału obcego został wyznaczony w oparciu o wielkość stóp zwrotu obligacji Skarbu Państwa w kolejnych latach analizy przy założeniu, że oferowana inwestorom premia za ryzyko projektu wyniesie 1%, a cena nominalna obligacji będzie równa cenie wykupu obligacji. Dodatkowo założono, że obligacje będą miały termin wykupu 5 lat i będą podlegały rolowaniu do momentu spłaty pożyczkowego kapitału (spłata kapitału na przestrzeni 20 lat). Odsetki od obligacji będą wypłacane w okresach rocznych. Stopę podatku dochodowego przyjęto na poziomie 19%.



Rys. 3. Harmonogram wydatkowania nakładów inwestycyjnych projektu

Natomiast koszt kapitału własnego inwestorów został wyznaczony z wykorzystaniem modelu CAPM. Jako stopa wolna od ryzyka wykorzystana została projekcja stóp zwrotu z obligacji Skarbu Państwa, natomiast jako stopa zwrotu z portfela rynkowego przyjęto średnią roczną stopę zwrotu z indeksu WIG z lat 2014–2018. Ze względu na dość niską wartość wyliczonego kosztu kapitału własnego, wyznaczono także alternatywną wartość WACC (WACC 2), z tą różnicą, że koszt kapitału własnego został wyznaczony metodą składania czynników ryzyka jako wartość stopy wolnej od ryzyka równej stopie zwrotu z obligacji Skarbu Państwa oraz premii za ryzyko wynoszącej 8%. Wyznaczona krzywa kosztu kapitału własnego oraz wartość średniego kosztu kapitału została przedstawiona na rys. 4.

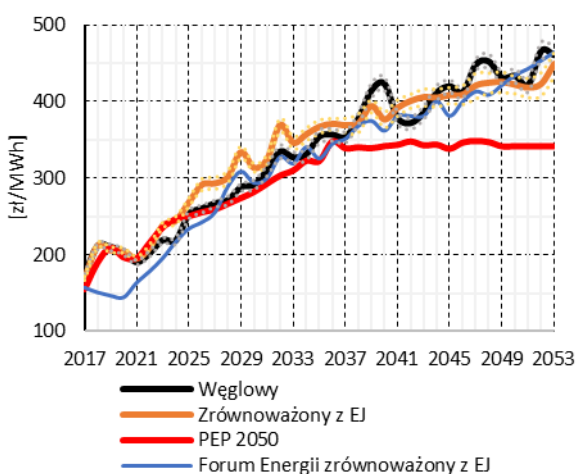


Rys. 4. Szacowana wartość średnioważonego kosztu kapitału w perspektywie do 2053 roku wraz z przebiegiem jej składowych (WACC 1) oraz wartość alternatywna (WACC 2)

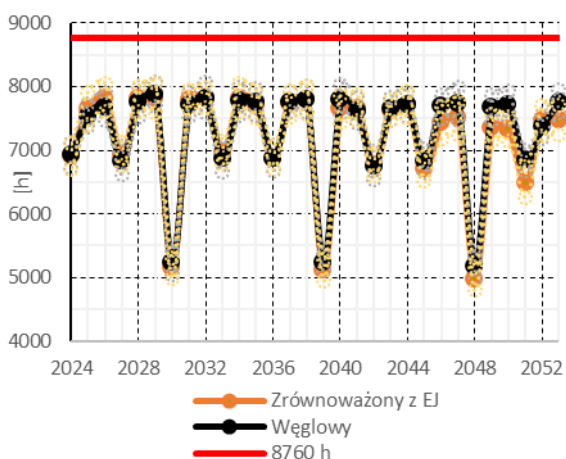
Wyniki analizy

Uzyskane w niniejszej pracy wyniki analiz należy podzielić na dwie zasadnicze kategorie. Pierwszą z nich są parametry globalne opisujące działanie rynku energii elektrycznej oraz parametry lokalne, które określają warunki funkcjonowania planowanej inwestycji. Do parametrów tych należą m.in.: cena energii elektrycznej, czas wykorzystania mocy zainstalowanej poszczególnych jednostek oraz wynikający z niego wolumen produkcji energii elektrycznej. Drugą kategorią wyników są wielkości opisujące finansową efektywność projektu, czyli wartości NPV oraz IRR.

Uzyskana w modelu średnia, ważona wolumenem hurtowa cena energii elektrycznej dla 2017 roku dla badanych scenariuszy wyniosła 171,06 zł/MWh (rys. 5), podczas gdy w rzeczywistości opublikowana przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki średnioważona cena energii elektrycznej wytworzonej przez wytwórców eksploatujących jednostki wytwórcze centralnie dysponowane opalane węglem w analizowanym roku wyniosła 178,06 zł/MWh [12], a średnioważona cena energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym 163,70 zł/MWh [13].



Rys. 5. Projekcja wartości oczekiwanej hurtowej ceny energii elektrycznej wraz ze wskazaniem wartości granicznych dla przedziału określonego przez wartość oczekiwaną +/- odchylenie standardowe dla badanych scenariuszy (ceny nominalne)

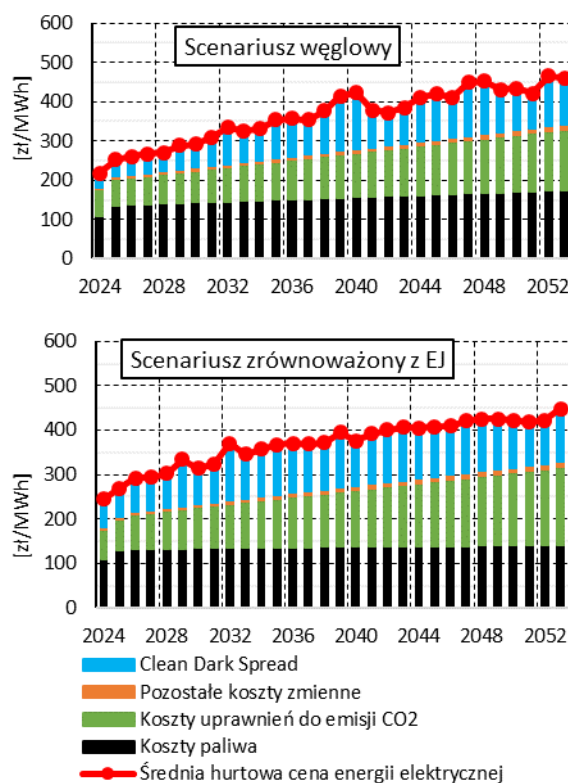


Rys. 6. Projekcja wartości oczekiwanej wykorzystania mocy zainstalowanej elektrowni Ostrołęka C wraz ze wskazaniem wartości granicznych dla przedziału określonego przez wartość oczekiwaną +/- odchylenie standardowe dla badanych scenariuszy (wartość maksymalna parametru z pominięciem lat przestępnych wynosi 8760 godzin)

Wartość oczekiwana czasu wykorzystania mocy zainstalowanej dla całego okresu życia elektrowni Ostrołęka

C, wyniosła około 7259 h (odchylenie standardowe 199 h) dla scenariusza węglowego, 7197 h (odchylenie standardowe 206 h) dla scenariusza zrównoważonego z energetyką jądrową. Wartość ta jest typowa dla jednostki pracującej w podstawie, a wszelkie odchylenia wynikały z realizacji remontów. Taka sytuacja wynikała z niskiej pozycji jednostki w stosie cenowym w związku z niższym kosztem zmiennym względem dominujących liczbowo starszych jednostek węglowych (scenariusz węglowy) oraz jednostek gazowych (scenariusz zrównoważony z energetyką jądrową).

Przechodząc do oceny opłacalności inwestycji, w pierwszej kolejności wyznaczono tzw. Clean Dark Spread, czyli wskaźnik liczony dla elektrowni węglowych pokazujący jaka jest wielkość marży na pokrycie kosztów stałych oraz zawartego w niej zysku po odjęciu od jednostkowej ceny energii elektrycznej kosztów zmiennych (kosztów węgla energetycznego oraz zakupu uprawnień do emisji CO₂ na MWh wyprodukowanej energii (rys. 7). Największą wartość marży uzyskano dla scenariusza zrównoważonego z energetyką jądrową, co wynikało z niższej ceny węgla na skutek obniżonego popytu na ten surowiec. Równocześnie, w przypadku scenariusza węglowego poziom marży jest na podobnym poziomie, przy czym należy zwrócić uwagę, iż wraz z upływem czasu wielkość nadwyżki nad kosztami rośnie. Sytuacja ta jest wynikiem wzrostu udziału droższych jednostek gazowych przy jednoczesnym niewielkim wolumenie mocy OZE i obecności dużej liczby jednostek węglowych.



Rys. 7. Projekcja wartości oczekiwanej wskaźnika Clean Dark Spread

Badanie efektywności finansowej inwestycji w ramach poszczególnych scenariuszy zostało przeprowadzone dla dwóch wariantów modelu rynku, tj. rynku jednotawarowego bez płatności za moc, rynku dwutawarowego zgodnego z przyjętą ustawą o rynku mocy i przewidującego płatności za moc przez okres 15 lat od uruchomienia, dla dwóch wariantów obliczonej stopy dyskontowej. Zgodnie z wynikami aukcji na rok 2023, roczna wartość przychodów z

rynku mocy wyniesie 202 990 zł/MW/rok dla 852,603 MW mocy zainstalowanej [14]. Uzyskane wyniki przedstawiono w tabeli 3.

Przeprowadzona analiza efektywności finansowej inwestycji wskazuje na brak opłacalności projektu dla modelu rynku jednotowarowego, niezależnie od poziomu stopy dyskontowej oraz niewielką rentowność w przypadku pełnego funkcjonowania rynku mocy dla scenariusza zrównoważonego z energetyką jądrową przy stopie dyskontowej na poziomie 3% w całym okresie analizy, tj. wartości odpowiadającej tzw. społecznemu kosztowi kapitału, wykorzystywanej w analizach OECD/IEA. Równocześnie, w przypadku scenariusza węglowego, warunkiem koniecznym dla uzyskania dodatniej wartości NPV przy niezmiennych parametrach fundamentalnych modelu jest przyjęcie stopy dyskonta poniżej 1,65%, bądź przy zachowaniu struktury finansowania, uzyskanie dostępu do długu o ujemnym oprocentowaniu na poziomie poniżej -0,07% (przy uwzględnieniu WACC 1). W przypadku scenariusza zrównoważonego z energetyką jądrową, wartości graniczne powinny wynosić 4,09% dla stopy dyskontowej lub 3,37% dla oprocentowania obligacji korporacyjnych. Z punktu widzenia czynników fundamentalnych, potencjalnym warunkiem poprawy efektywności finansowej inwestycji jest obniżenie się ceny węgla energetycznego przy jednoczesnym wzroście ceny gazu, co przy uwzględnieniu mechanizmu cen krańcowych, pozwoliłoby na wzrost ceny energii elektrycznej oraz zmniejszenie kosztu zmiennego analizowanej jednostki.

Tabela. 3. Wartość oczekiwana NPV i NPVR dla projektu elektrowni Ostrołęka C dla poszczególnych scenariuszy (WACC 1 o średniej wartości w analizowanym okresie 4,52%, WACC 2 o średniej wartości w analizowanym okresie 6,50%)

Scenariusz	NPV	NPVR
Brak rynku mocy (WACC 1)		
węglowy	-3 221 735 477,44 zł	-51,45%
zrównoważony z EJ	-1 790 544 288,00 zł	-28,59%
Rynek mocy na okres 15 lat (WACC 1)		
węglowy	-1 503 300 216,91 zł	-24,01%
zrównoważony z EJ	-197 102 030,79 zł	-3,15%
Brak rynku mocy (WACC 2)		
węglowy	-3 668 861 603,02 zł	-57,67%
zrównoważony z EJ	-2 355 513 238,19 zł	-37,03%
Rynek mocy na okres 15 lat (WACC 2)		
węglowy	-2 152 206 188,45 zł	-33,83%
zrównoważony z EJ	-952 512 245,20 zł	-14,97%
Rynek mocy na okres 15 lat (stopa dyskonta 3%)		
węglowy	-807 718 829,91 zł	-13,03%
zrównoważony z EJ	578 245 261,52 zł	NPVR: 9,33% IRR: 4,09%

Podsumowanie

Podsumowując, jak wykazano w artykule efektywność finansowa jednostki węglowej klasy 1000 MW istotnie różni się w zależności od przyjętego scenariusza analizy. Z perspektywy charakterystyki funkcjonowania rynku energii elektrycznej oraz mechanizmu cen krańcowych, do głównych determinantów sprawności finansowej inwestycji należy zaliczyć trajektorie ceny energii elektrycznej, cen nośników energii pierwotnej, cen pozwoleń do emisji CO₂, wynikającą z ryzyka biznesu zmianę popytu i podaży na

rynku, a w konsekwencji przy danej dostępności jednostki do pracy, zmianę wolumenu jej produkcji. Dodatkowo, należy zauważyć, że energetyka jako sektor regulowany, bardzo silnie reaguje na wszelkie zmiany prawne, które zasadniczo determinują warunki funkcjonowania tego biznesu. Siłę tego oddziaływania udowodniono poprzez analizę poszczególnych scenariuszy, które będąc symulacją zachowania się rynku na skutek wdrażania regulacji wynikającej z polityki klimatycznej na świecie, wpływając m. in. na koszt kapitału i wielkość wymaganej premii za ryzyko, bardzo różnicowały opłacalność inwestycji. Mając na uwadze powyższe, bardzo ważne jest aby polityka energetyczna była stabilna i przewidywalna, tak aby inwestor miał pewność co do fundamentalnych założeń projektów.

Autorzy: mgr inż. Sebastian Krupiński, Politechnika Warszawska, Instytut Elektroenergetyki, ul. Koszykowa 75, 00-662 Warszawa, E-mail: Sebastianpc@interia.pl; dr Piotr Kuszewski, Szkoła Główna Handlowa w Warszawie, Instytut Bankowości, al. Niepodległości 162, 02-554 Warszawa, E-mail: Piotr.Kuszewski@sggw.waw.pl; prof. dr hab. inż. Józef Paska, Politechnika Warszawska, Instytut Elektroenergetyki, ul. Koszykowa 75, 00-662 Warszawa, E-mail: Jozef.Paska@ien.pw.edu.pl.

LITERATURA

- [1] Krupiński S., Kuszewski P., Paska J., Modelowanie fundamentalne rynku energii elektrycznej dla analiz finansowych projektów inwestycyjnych w sektorze wytwórczym, w przygotowaniu
- [2] Krupiński S., Kuszewski P., Paska J., Ryzyko inwestycyjne w sektorze wytwórczym na przykładzie elektrowni Ostrołęka C, w przygotowaniu
- [3] Polski sektor energetyczny 2050 - 4 scenariusze, Forum Energii, Warszawa 2016
- [4] World Energy Outlook 2018, International Energy Agency, Paris 2018
- [5] Ten Year Network Development Plan 2016, ENTSO-E, <https://tynpd.entsoe.eu/maps-data/>
- [6] Polski Indeks Rynku Węgla Energetycznego, Gieldowa Platforma Informacyjna, <http://gpi.tge.pl/pl/web/wegiel/39>
- [7] Notowania cen na Rynku Dnia Następnego Gazu, Towarowa Gielda Energii S.A., <https://tge.pl/pl/551/wyniki-rdng>
- [8] Sytuacja finansowa przedsiębiorstw energetyki w 2016 roku, Agencja Rynku Energii S.A., Warszawa 2017
- [9] Stala-Szluga K., Analiza kosztów transportu w cenie węgla dla energetyki, *Przegląd Górniczy*, Katowice, luty 2012
- [10] Wynagrodzenie przeciętne w sektorze przedsiębiorstw, www.bankier.pl/gospodarka/wskaźniki-makroekonomiczne/przecietne-wynagrodzenie-pol
- [11] Inwestycje Energetyczne, Charakterystyka inwestycji: Elektrownia Ostrołęka C, <http://inwestycjeenergetyczne.itc.pw.edu.pl/inwestycja/elektrownia-ostroleka/>
- [12] Średnioważony koszt węgla i średnia cena energii elektrycznej w 2017, Urząd Regulacji Energetyki, <https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/aktualnosci/7613,Sredniowazony-koszt-węgla-i-średnia-cena-energii-elektrycznej-w-2017.html>
- [13] Średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za IV kwartał 2017 i za rok 2017, Urząd Regulacji Energetyki, <https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/aktualnosci/7480,Srednie-ceny-sprzedazy-energii-elektrycznej-na-rynku-konkurencyjnym-za-IV-kwarta.html>
- [14] Ogłoszenie ostatecznych wyników aukcji głównej na rok dostaw 2023, PSE S.A., <https://www.pse.pl/rynek-mocy-dokumenty-powiazane>