

Analiza opłacalności budowy elektrowni jądrowej w Polsce

Autorzy: Krzysztof Badyda, Michał Kuźniewski

("Energetyka" - listopad 2015)

Polska elektroenergetyka stoi przed olbrzymim wyzwaniem modernizacyjnym, jaki narzucają jej wymogi Unii Europejskiej dotyczące ograniczenia emisji CO₂ oraz zwiększenia udziału źródeł odnawialnych w wytwarzaniu energii elektrycznej. Wiek większości polskich jednostek wytwórczych w zawodowej elektroenergetyce to ponad 30 lat, co implikuje konieczność modernizacji sektora wytwórczego, nie tylko przez retrofity istniejących mocy, ale również przez zamknięcie starych, nieefektywnych i niemogących sprostać nowym wymaganiom, jednostek i budowę nowych mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym.

Część mocy zamykanych jednostek wytwórczych zostanie zastąpiona nowo budowanymi jednostkami wykorzystując węgiel oraz efektami inwestowania w odnawialne źródła energii, których moc zainstalowana w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym w ostatnich latach nieprzerwanie rośnie.

Rozwój energetyki odnawialnej skutkuje poważnymi implikacjami dla stabilności KSE, ze względu na niski, w porównaniu ze źródłami klasycznymi, stopień wykorzystania mocy zainstalowanej oraz nieprzewidywalność pracy [25].

W przypadku elektrowni węglowych dużą niewiadomą są przyszłe koszty uprawnień do emisji dwutlenku węgla. Ze względu na niepewność legislacyjną, głównie w Unii Europejskiej, nie można przyjąć jednej ścieżki cenowej przy analizie inwestycji w moce opalane węglem. Brak rozbudowy alternatywnych źródeł energii stoi również w sprzeczności ze wspólnotowymi celami redukcji emisji CO₂.

Z powyższych względów istnieje konieczność rozważenia budowy stabilnego, w sensie finansowym i technicznym, oraz nieemitującego CO₂ źródła energii elektrycznej, jakim jest elektrownia jądrowa.

Mechanizmy wsparcia oraz finansowania budowy elektrowni jądrowej

W większości państw obecnie rozbudowujących moce zainstalowane w swoich elektrowniach nuklearnych, przedsiębiorcy inwestujący w te źródła energii mogą liczyć na istotne wsparcie ze strony państwa, które stwarza korzystniejsze warunki dla realizacji inwestycji. Przy obecnych cenach energii, kształtowanych na polskim rynku przez stare i zamortyzowane elektrownie węglowe, oraz nadal niskich cenach opłat za uprawnienia do emisji dwutlenku węgla, znaczna kapitałochłonność budowy elektrowni jądrowej powoduje, iż jest ona

nieopłacalna. W świetle ciągle zmieniającej się polityki klimatycznej Unii Europejskiej, gdzie coraz głośniejsze mówi się o dekarbonizacji gospodarek Wspólnoty, dużej niepewności co do przyszłej ceny uprawnień do emisji CO₂, a także nieuwzględniania w większości rachunków ekonomicznych tzw. zewnętrznych kosztów wytwarzania energii elektrycznej związanych z wpływem emisji ze źródeł opalanych paliwami kopalnymi na stan zdrowia społeczeństwa, rząd powinien być zainteresowany stworzeniem korzystnych warunków wpływających na opłacalność inwestycji.

Sztandarowymi przykładami wsparcia państwa dla sektora nuklearnego są Stany Zjednoczone (ulgi podatkowe, wsparcie finansowe dla zaawansowanych technologii jądrowych oraz federalne gwarancje dla kredytów bankowych) i Wielka Brytania (*Contracts for Difference* oraz mechanizmy rynku mocy), w których obowiązującym jest zliberalizowany model rynku energii, jednak inwestycje w elektrownie jądrowe mają charakter strategiczny dla sektora, gdyż stanowią odtworzenie starych, przygotowywanych do zamknięcia obiektów.

Wprowadzenie mechanizmu kontraktów różnicowych, w celu stworzenia odpowiednich warunków dla rozwoju energetyki jądrowej, jest rozważane również przez Polskę, Słowację, Republikę Czeską oraz Węgry [1]. Uzgodniona cena „strike price” dla nowo budowanej elektrowni *Hinkley Point C* w Wielkiej Brytanii wynosi £89,50/MWh lub £92,50/MWh, jeśli do skutku nie dojdzie budowa bloku *Sizewell C* (w cenach stałych 2013, w przyszłości indeksowane w stosunku do CPI [2]). W dwóch z prezentowanych poniżej scenariuszy analizy opłacalności budowy elektrowni jądrowej również zostanie uwzględniony mechanizm wsparcia w postaci kontraktów różnicowych.

Ze względu na brak jednolitej koncepcji dotyczącej rynku mocy w Polsce ewentualne przychody elektrowni jądrowej z tego tytułu nie zostaną ujęte w analizie.

Analiza opłacalności – założenia

Analiza opłacalności została przeprowadzona na podstawie wartości ujętych w cenach stałych 2013.

Stopa dyskonta oraz kluczowe zmienne makroekonomiczne

Przy analizie opłacalności elektrowni jądrowych często przyjmuje się dwie wartości stopy dyskonta: 5% – przy inwestycjach o stosunkowo niskim ryzyku (np. rynek niezliberalizowany, gdzie przedsiębiorstwo, będące wytwórcą, jest monopolistą, bądź gdzie przychody ze sprzedaży energii są w pewien sposób gwarantowane – np. kontrakty długoterminowe) lub 10% – przy inwestycjach o większym ryzyku (zliberalizowane rynki energii) [3, 4].

Koszty inwestycyjne oraz kredytowanie inwestycji

W zależności od opracowania sumaryczne koszty inwestycyjne, niezależnie od dostawcy technologii, zakładane są na poziomie od 4500 USD/kW do 6500 USD/kW. W prezentowanej analizie przyjęto wartość 5000 USD/kW.

Czas realizacji inwestycji założono jako równy 6 lat. Rozpatrywana inwestycja to elektrownia z dwoma blokami o mocy 1650 MW, sprawności brutto 37% oraz współczynnika wykorzystania mocy zainstalowanej w wysokości 90% każdy (dane odnoszą się do projektu EPR, który będzie realizowany z największym prawdopodobieństwem, współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej jest średnim współczynnikiem z 2013 r. dla elektrowni amerykańskich [5]). Rozkład ponoszonych kosztów inwestycyjnych w kolejnych latach budowy to: 10%, 10%, 20%, 25%, 20%, 15%.

Przyjęty udział środków z kredytu bankowego na pokrycie kosztów inwestycyjnych wynosi 70%. Założono, że środki z kredytu wpływają proporcjonalnie do ponoszonych nakładów inwestycyjnych. Ze względu na możliwość gwarancji państwa dla kredytu zaciąganego na budowę elektrowni jądrowej przyjęto możliwość korzystnych warunków kredytowania w postaci kredytu o okresie spłaty wynoszącym 30 lat, przy czym pierwsze spłaty jego rat następują dopiero w chwili wyprodukowania pierwszej ilości energii z elektrowni. Możliwość gwarancji państwowych dla kredytu wpłynęła również na korzystne oprocentowanie wynoszące 5%.

Przyjęto liniową amortyzację kosztów inwestycyjnych przez cały okres eksploatacji elektrowni wynoszący 60 lat.

Koszty utrzymania i eksploatacji (O&M)

Koszty utrzymania i eksploatacji przyjęto na podstawie źródła [6], bazującego na średniorocznych kosztach O&M w amerykańskich elektrowniach jądrowych w 2013 roku. Przyjęto ich wysokość na poziomie 15,1 USD/MWh. Pozycja ta zawiera m.in. koszty wynagrodzeń pracowników, materiałów i robocizny dotyczącej remontów i utrzymania obiektu.

Koszty paliwa

Koszty paliwa obliczono na podstawie źródła [3], które, pozwala wyliczyć orientacyjną wartość kosztu 1 kg paliwa jądrowego, bazując na rynkowej cenie surowca do jego produkcji oraz usług związanych z jego przetwarzaniem, dostępnych na stronie www.uxc.com – amerykańskiej organizacji zajmującej się badaniem rynku paliwa jądrowego.

Zgodnie ze wspomnianym wyżej źródłem, w celu wytworzenia 1 kg paliwa jądrowego potrzeba nakładu:

- 8,9 kg naturalnego tlenku uranu U_3O_8 ;
- konwersji do stanu gazowego 7,5 kg uranu;
- wzbogacenia, rozliczanego w jednostkach SWU (ang. separative work units - wielkości będącej miarą separacji wykonanych w procesie wzbogacania, która jest funkcją zawartości izotopu U-235 w materiale wsadowym, wymaganego wzbogacenia oraz ilości zubożonych odpadów i jest proporcjonalna do ilości energii włożonej w proces separacji oraz przerabianej masy materiału wsadowego) w wysokości 7,3 SWU;
- wytworzenia elementów paliwowych z uranu wzbogaconego - zgodnie ze źródłem, koszt wynosi 240 USD/kg paliwa.

Ceny za powyższe usługi i materiały wynoszą odpowiednio, na dzień 12 kwietnia 2015, jak w tabeli 1 [7].

Tabela 1 Giełdowe ceny materiałów i usług niezbędnych do wytworzenia paliwa jądrowego

Usługa/materiał	Cena giełdowa 12.04.2015 [7]	W przeliczeniu na ceny stałe 2013
Tlenek uranu U_3O_8 , USD/lb	39,25	38,06
Tlenek uranu U_3O_8 , USD/kg (przeliczenie wartości powyżej)	86,53	83,92
Konwersja do UF_6 , USD/kg U	8	7,76
Wzbogacenie, USD/SWU	79	76,61

Zgodnie ze źródłem [3], z 1 kg paliwa jądrowego w reaktorze generowane jest ok. 1080 MWh energii cieplnej. Uwzględniając sprawność elektrowni w wysokości 37% daje to średni jednostkowy koszt paliwa w wysokości 4,01 USD/MWh. Do tego kosztu należy jeszcze doliczyć koszt utylizacji zużytego paliwa wynoszący średnio ok. 1 USD/MWh (według [3] wartość średniej opłaty jednostkowej na fundusz programu utylizacji zużytego paliwa jądrowego w elektrowniach w Stanach Zjednoczonych), co daje łączny jednostkowy koszt paliwa w wysokości 5,01 USD/MWh.

Cena energii elektrycznej

Na podstawie ofert sprzedaży energii elektrycznej na 2018 rok na Towarowej Giełdzie Energii (rynek nie jest jeszcze płynny, więc nie wykorzystano rzeczywistych kwotowań) oraz przy prawdopodobnym wzroście cen uprawnień do emisji CO_2 przyjęto cenę energii elektrycznej w wysokości 195 zł/MWh (ceny 2015), co po przeliczeniu na ceny stałe 2013 daje wartość 191,71 zł/MWh.

Cena „strike price” dla elektrowni *Hinkley Point*, przeliczona po kursie 4,94 PLN/£, wynosi 457,29 zł/MWh (£92,50/MWh) lub 442,46 zł/MWh (£89,50/MWh), co stanowi prawie

2,5-krotność prognozowanej ceny rynkowej energii elektrycznej. W związku z tym, że cena taka prawdopodobnie nie jest do osiągnięcia, jako „strike price” dla analizowanego projektu budowy elektrowni przyjęto wartość 325 zł/MWh – wsparcie w stosunku do prognozowanej ceny rynkowej wyniesie 133,29 zł/MWh – czyli wartość pośrednią między średnimi notowania giełdowymi żółtych i zielonych certyfikatów.

Analiza opłacalności została przeprowadzona zarówno dla ceny rynkowej, jak i dla ceny „strike price”.

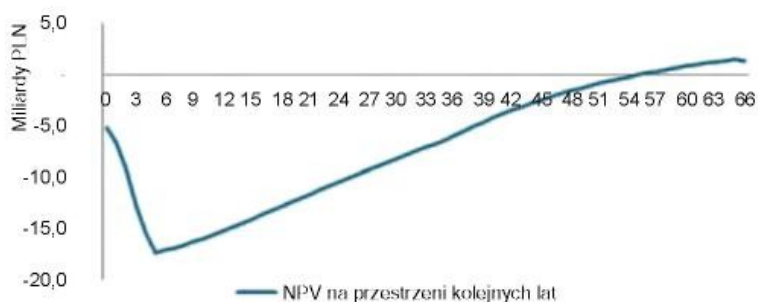
Analiza opłacalności - warianty obliczeniowe

W artykule zostały przedstawione, według [26], wyniki obliczeń dla trzech wariantów.

- Wariant I – stopa dyskonta 5% oraz cena energii 191,71 zł/MWh (brak wsparcia inwestycji).
- Wariant II – stopa dyskonta 10% oraz cena energii 191,71 zł/MWh (brak wsparcia inwestycji).
- Wariant III – stopa dyskonta 10% oraz cena energii 325 zł/MWh (wsparcie w formule kontraktu różnicowego).

Wariant I – stopa dyskonta 5%, cena energii: 191,71 zł/MWh

Wewnętrzna stopa zwrotu (IRR) z inwestycji dla zadanych warunków wynosi 5,27%, zaś NPV – 1 362 310 506 PLN. Na rysunku 1 przedstawiono wartości NPV dla kolejnych lat od rozpoczęcia inwestycji.



Rys. 1. NPV na przestrzeni lat dla wariantu I analizy

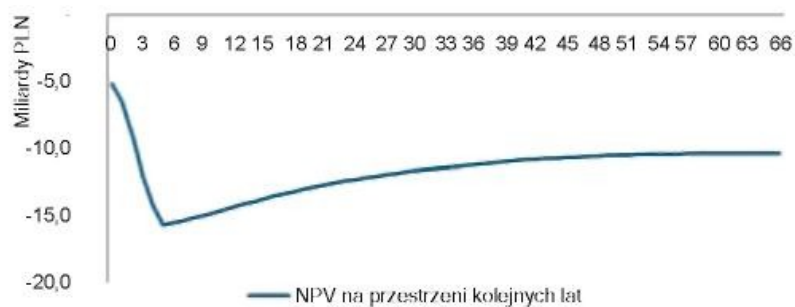
Dla stopy dyskonta wynoszącej 5% (niskie ryzyko, w tej wysokości nie ona jest akceptowalna w polskich warunkach z uwagi na to, że jest to pierwsza inwestycja w moce jądrowe, mamy także zliberalizowany rynek energii) oraz zadanej ceny energii inwestycja w elektrownię jądrową jest opłacalna bez wsparcia w postaci kontraktów różnicowych. Dodatkowo wartości NPV są jednak osiągnięte dopiero po 50 latach eksploatacji, jednorazowe zdarzenia wiążące się

z generacją dodatkowych kosztów lub utratą przychodów (awarie) bądź spadek ceny energii poniżej wartości prognozowanej wpłyną negatywnie na rentowność inwestycji.

Wartym zauważenia jest również fakt, że na skutek odsetek płaconych od zaciągniętego kredytu inwestycyjnego, przy danych założeniach, projekt generuje straty brutto do 15. roku trwania inwestycji (przez 9 lat eksploatacji). Dopiero od 10. roku eksploatacji, na skutek spłacenia części kredytu, badana inwestycja zaczyna przynosić przychody.

Wariant II – stopa dyskonta 10%, cena energii: 191,71 zł/MWh

Dla stopy dyskonta dotyczącej przypadku działalności na zliberalizowanym rynku energii elektrycznej oraz założonej ceny rynkowej energii, inwestycja w elektrownię jądrową jest nieopłacalna. Wewnętrzna stopa zwrotu wynosi 5,27% (dużo niżej od wynoszącej 10% stopy dyskonta), zaś NPV – 10 386 909 117 PLN.

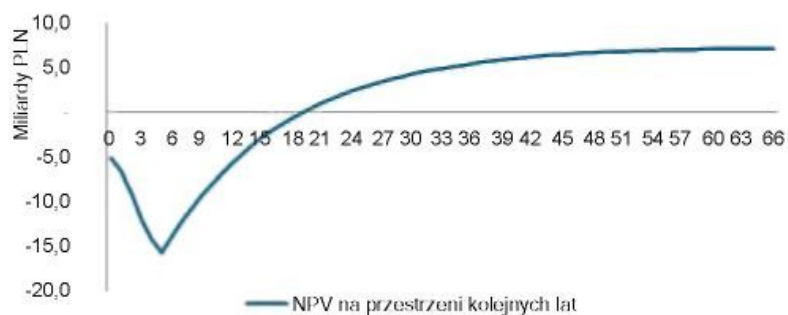


Rys. 2. NPV na przestrzeni lat dla wariantu II analizy

Analizując wykres z rysunku 2 oraz wnioskując z bardzo niskiej wartości IRR oraz wysokiej ujemnej wartości NPV można stwierdzić, że inwestycja w elektrownię jądrową działającą na uwolnionym rynku energii elektrycznej jest nieopłacalna bez wsparcia, gwarantującego stałą, wyższą niż rynkowa, cenę sprzedaży energii elektrycznej.

Wariant III – stopa dyskonta 10%, cena energii: 325 zł/MWh

Wewnętrzna stopa zwrotu dla przypadku gwarancji stałej ceny sprzedaży energii w wysokości 325 zł/MWh osiąga przy stopie dyskonta równej 10% wartość 13,01%, co jest wielkością zadowalającą. NPV dla założeń wariantu III analizy osiąga 7 203 080 528 PLN, co pozwala zakwalifikować inwestycję realizowaną w tych warunkach jako opłacalną.



Rys. 3. NPV na przestrzeni lat dla wariantu III analizy

Wykres na rysunku 3 przedstawiający przyrost NPV na przestrzeni lat pozwala zauważyć, że inwestycja przy założeniu finansowania w formule kontraktu różnicowego z ceną „strike price” w wysokości 325 zł/MWh pozwala osiągnąć opłacalność po 20 latach jej trwania, czyli po 14 latach eksploatacji. Biorąc pod uwagę to, że średni maksymalny czas eksploatacji obecnych elektrowni jądrowych wynosi ok. 60 lat, wydaje się to satysfakcjonującym wynikiem.

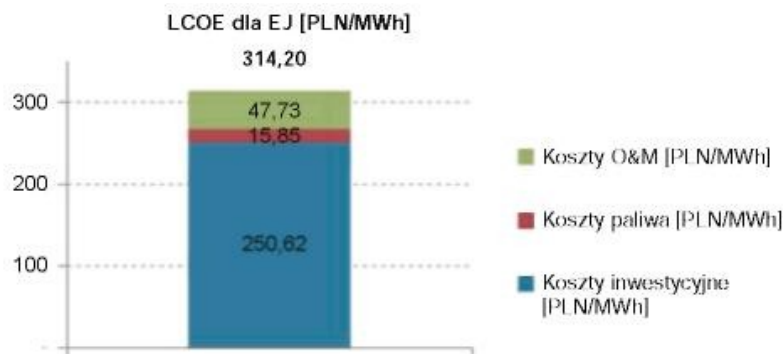
Warunki w analizowanym wariantcie III, tj. stopa dyskonta w wysokości 10% oraz wsparcie projektu w formie kontraktu różnicowego, są elementami najbardziej prawdopodobnego scenariusza realizacji projektu budowy polskiej elektrowni jądrowej. Bazując na powyższych wyliczeniach należy stwierdzić, iż inwestycja ta może być uznana za opłacalną. Oczywiście głównym czynnikiem wpływającym na rentowność elektrowni jądrowej jest gwarancja zakupu energii po odpowiednio wysokiej cenie. Minimalna cena, jaka gwarantuje opłacalność pozostałych założeń związanych z wariantem III, wynosi 269,80 zł/MWh.

Analiza LCOE badanej elektrowni

Analizując opłacalność inwestycji można określić wartość LCOE (ang. *levelized cost of electricity*) dla badanego projektu. Do określenia LCOE dla analizowanej elektrowni jądrowej wykorzystano wielkości przyjęte dla wariantu III analizy opłacalności, dyskontowane tą samą stopą dyskonta.

Sumaryczny LCOE dla badanej elektrowni jądrowej wynosi 314,20 zł/MWh. Różnica w stosunku do minimalnej ceny gwarantującej opłacalność inwestycji, określonej w wariantcie III analizy opłacalności, wynika z nieuwzględnienia w analizie LCOE przepływów pieniężnych wynikających z kredytowania inwestycji oraz podatku dochodowego.

Na rysunku 4 przedstawiono w postaci graficznej poszczególne składowe LCOE elektrowni jądrowej. Widać, że zdecydowaną większość (79,8%) kosztów energii elektrycznej wytwarzanej w technologii nuklearnej stanowią nakłady inwestycyjne. Koszty O&M stanowią 15,2% LCOE, najniższe zaś są koszty paliwa stanowiące 5% LCOE.



Rys. 4. LCOE analizowanej elektrowni jądrowej

Analiza wrażliwości

W ramach analizy wrażliwości rozpatrywanej inwestycji został zbadany wpływ następujących zmiennych na wynikową wartość NPV:

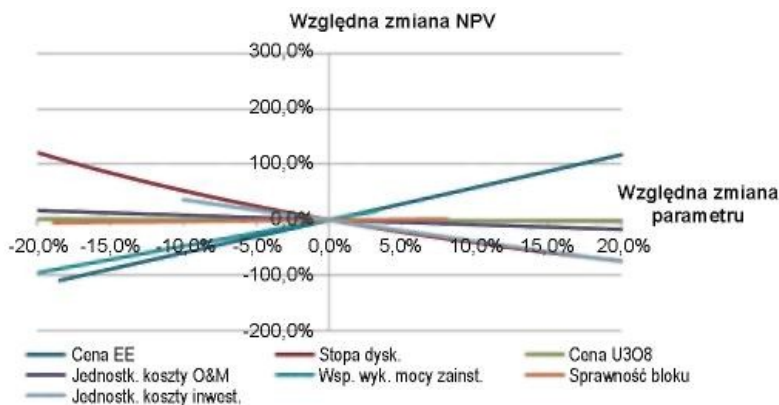
- cena sprzedaży energii elektrycznej (zł/MWh),
- stopa dyskonta (%),
- rynkowa cena U_3O_8 (USD/lb),
- jednostkowe koszty O&M (USD/MWh),
- jednostkowe koszty inwestycyjne (USD/kW),
- współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej (%),
- średnioroczna sprawność brutto elektrowni (%).

Jako scenariusz bazowy został użyty wariant II analizy opłacalności.

W celu określenia, które czynniki najbardziej wpływają na zmiany rentowności przedsięwzięcia, zestawiono względne procentowe odchylenia poszczególnych analizowanych czynników oraz względne procentowe zmiany wartości zaktualizowanej netto, generowane przez te czynniki. Zmiany czynników, w zakresie $\pm 20\%$ zostały przedstawione na rysunku 5.

Z rysunku 5 wynika, że największy wpływ na rentowność inwestycji mają:

- cena sprzedaży energii elektrycznej,
- stopa dyskonta,
- współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej,
- jednostkowe nakłady inwestycyjne.



Rys. 5. Wpływ zmian poszczególnych czynników na NPV

Warty zauważenia jest fakt, że niższa o 20%, w stosunku do wartości bazowej, cena energii elektrycznej oraz mniejszy o 20% współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej mają większy negatywny wpływ na opłacalność budowy elektrowni niż większe o 20% nakłady inwestycyjne.

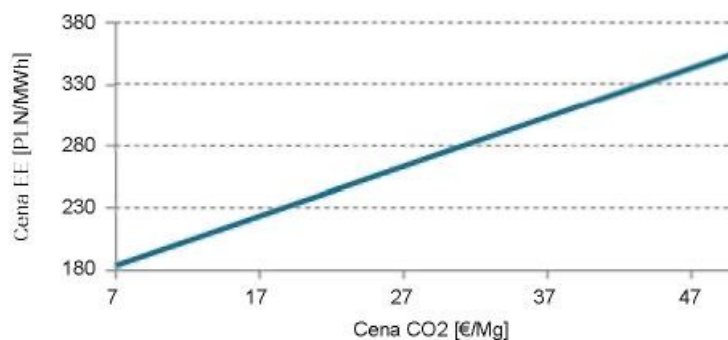
Zmiany cen surowca potrzebnego do wytworzenia paliwa jądrowego oraz zmiany sprawności mają pomijalnie mały wpływ na opłacalność inwestycji.

Pozostałe czynniki mające wpływ na opłacalność i decyzję inwestycyjną

Wpływ ceny uprawnień do emisji na cenę energii elektrycznej

Z dużym prawdopodobieństwem, mimo pojawienia się pracującej w podstawie elektrowni jądrowej, jednostką zamykającą tzw. merit order będzie jednostka systemowa opalana węglem kamiennym. Z tego powodu istotny wpływ na opłacalność inwestycji w budowę elektrowni jądrowej ma cena uprawnień do emisji CO₂, która będzie się przekładała na giełdowe ceny energii elektrycznej. W przypadku dużego wzrostu ceny uprawnień, budowa elektrowni jądrowej może być opłacalna nawet bez wsparcia. Należy jednak podkreślić, że pomimo backloadingu uprawnień, na skutek coraz większej generacji energii elektrycznej w źródłach odnawialnych, cena uprawnień do emisji CO₂ może nie osiągnąć zakładanych w poniższej analizie wysokich, w stosunku do obecnych, wartości.

Na potrzeby analizy przyjęto przybliżoną prognozowaną zależność cen energii od cen uprawnień do emisji CO₂, przedstawioną na rysunku 6.



Rys. 6. Wpływ ceny uprawnień do emisji CO₂ na cenę energii elektrycznej

Przy dużym wzroście (w stosunku do bieżących notowań rynkowych) uprawnień do emisji dwutlenku węgla, pociągających za sobą wzrost giełdowej ceny energii elektrycznej, inwestycja w budowę elektrowni jądrowej może być opłacalna nawet bez wsparcia państwa. Cena, obliczona w wariantcie III analizy opłacalności, zostaje przekroczona przy koszcie uprawnień wynoszącej 29 euro/Mg, zaś cena wyliczona przy pomocy analizy LCOE elektrowni jądrowej – przy 40 euro/Mg.

Należy jednak podkreślić, że, ze względu na dużą niepewność regulacyjną dotyczącą europejskiego systemu handlu uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla, decyzja o budowie elektrowni jądrowej bez zagwarantowanej ceny sprzedaży energii elektrycznej w postaci kontraktu różnicowego, podjęta wyłącznie na podstawie prognozowanego wzrostu ceny energii elektrycznej na skutek wzrostu cen uprawnień do emisji CO₂, byłaby niewłaściwa i wysoce ryzykowna. Formuła kontraktu różnicowego pozwala praktycznie wyeliminować to ryzyko oraz, jeśli scenariusz tak dużego wzrostu cen CO₂ stanie się rzeczywistością, gwarantuje istnienie w systemie elektroenergetycznym źródła dużej mocy o konkurencyjnej, w stosunku do elektrowni węglowych, cenie.

Wpływ elektrowni jądrowej na funkcjonowanie krajowego systemu elektroenergetycznego

W perspektywie ciągłego wzrostu mocy zainstalowanej w niestabilnych i nie dających się regulować odnawialnych źródłach energii, stabilizująca rola dużej elektrowni jądrowej, pracującej w podstawie nie jest do końca oczywista. Pojawienie się tak dużej mocy w systemie nie będzie bez wpływu na obecnie pracujące jednostki węglowe, które, wzorem elektrowni niemieckich, przejmują na siebie rolę jednostek bilansujących system.

Z pewnością, ze względu na konieczność zapewnienia stałych przychodów, elektrownia jądrowa otrzyma, wzorem OZE oraz elektrociepłowni, priorytet sprzedaży energii w postaci „must runu”. Wymusza to, w momencie dużej generacji energetyki wiatrowej w dolinach obciążenia, konieczność redukcji mocy przez jednostki węglowe, nie tylko do minimum

technicznego pojedynczych bloków, ale przede wszystkim do minimum bezpiecznej pracy całych elektrowni.

Sytuacja dotycząca zapewnienia mocowego minimum bezpieczeństwa elektrowni węglowych, przewidująca rozwój mocy zainstalowanej w źródłach wiatrowych dla roku 2020, była analizowana przez *Polskie Sieci Elektroenergetyczne*, a raport z badań został przedstawiony w prezentacji [8].

W dolinie nocnej, dla okresu jesienno-zimowego, przy prognozowanej na rok 2020 generacji farm wiatrowych na poziomie 25% mocy zainstalowanej (2000 MW), będzie istniała konieczność zapewnienia minimum technicznego pracy elektrowni węglowych, co będzie skutkowało ograniczeniem pracy swobodnej tańszych jednostek opalanych węglem brunatnym. Dużo gorsza sytuacja będzie występowała w momencie, gdy elektrownie wiatrowe będą pracowały z mocą na poziomie 75% ich mocy zainstalowanej.

Wyższa generacja wiatrowa skutkuje ograniczeniem do minimum nie tylko pracy jednostek opalanych węglem kamiennym, ale również jednostek opalanych węglem brunatnym. Co więcej, utrzymanie minimum bezpieczeństwa dla elektrowni na węgiel kamienny będzie skutkowało koniecznością podejmowania działań zaradczych przez operatora KSE, tj. uruchomieniem pracy pompowej w ESP, a nawet ograniczeniem przyjmowanej przez system mocy elektrowni wiatrowych.

Przeprowadzona przez *PSE* analiza nie uwzględnia niższego zapotrzebowania na moc w dolinie w okresie letnim (jest ono jednak kompensowane przez niższą moc generowaną przez elektrociepłownię) oraz wpływu wymiany międzysystemowej. Czynniki te mogą jeszcze bardziej negatywnie wpłynąć na stabilność systemu przy dużej generacji wiatrowej. Z tego punktu widzenia, pojawienie się jeszcze jednego „must runu” w systemie, w postaci elektrowni jądrowej, mocy 3 GW jest zdecydowanie niepożądane ze względu na konieczność zapewnienia bezpiecznej pracy elektrowni węglowych.

Raport przewiduje stosunkowo wysoką generację energii elektrycznej w jednostkach opalanych biomasą, w tym w postaci współspalania. W świetle przyjęcia nowej ustawy o odnawialnych źródłach energii, skutkującej przyznawaniem świadectw pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych dla współspalania ze współczynnikiem korygującym 0,5, można stwierdzić, że sytuacja taka z bardzo wysokim prawdopodobieństwem nie wystąpi ze względu na nieopłacalność współspalania biomasy w tych warunkach. Redukcja mocy „must run”, wynikająca z braku jednostek współspalających biomasę, w tym wypadku już stanowi część, którą może przejąć elektrownia jądrowa.

Zgodnie z raportem Najwyższej Izby Kontroli [9] w nieco dalszej perspektywie roku 2030 będzie konieczne zapewnienie nowych mocy zastępujących wyłączane jednostki. Analizując potrzebę wybudowania elektrowni jądrowej, która nie jest narażona na istotne ryzyko w postaci zmiany cen uprawnień do emisji CO₂, trzeba rozważyć czy nie należałoby przyspieszyć wyłączeń starych i nieefektywnych jednostek opalanych węglem kamiennym,

redukując w ten sposób moc konieczną do utrzymania stabilnej pracy elektrowni na węgiel kamienny.

W przypadku konieczności dostarczenia większej mocy do systemu, np. na skutek niespodziewanych awarii dużych jednostek, wartym uwagi jest przedłużenie i rozszerzenie o kolejne jednostki na węgiel kamienny systemu Interwencyjnej Rezerwy Zimnej.

Nie bez znaczenia na możliwe przyspieszenie wyłączeń starych elektrowni węglowych w celu „zrobienia miejsca” w KSE dla elektrowni jądrowej i nowych mocy OZE są tzw. koszty zewnętrzne generacji energii elektrycznej, dotyczące wpływu poszczególnych rodzajów elektrowni na zdrowie, które są najwyższe dla elektrowni węglowych. Dodatkowo, konieczność przyspieszenia wyłączeń będzie mogła wynikać z przyjęcia nowych standardów emisyjnych, przede wszystkim dotyczących emisji rtęci – modernizacja starszych jednostek, w celu spełnienia wymogów emisyjnych może być zdecydowanie nieopłacalna.

Problem utylizacji odpadów promieniotwórczych

Istotny problem, który może mieć wpływ na decyzję o budowie elektrowni jądrowej dotyczy odpadów promieniotwórczych. Zgodnie z szacunkami, polskie składowisko odpadów promieniotwórczych w Różanie zostanie zapełnione ok. roku 2024 - 2025, co implikuje decyzję o budowie nowego składowiska, nie tylko z powodu budowy elektrowni jądrowej, ale również ze względu na dalszą eksploatację reaktora badawczego w Świerku oraz powstawanie odpadów promieniotwórczych w medycynie i przemyśle.

Decyzja o lokalizacji składowiska odpadów z pewnością nie będzie należała do najłatwiejszych i z dużym prawdopodobieństwem może budzić sprzeciwy lokalnych społeczności. Z jednej strony gmina zyskuje źródło stałego, dużego przychodu do budżetu, co umożliwi większe inwestycje infrastrukturalne z mniejszym obciążeniem finansowym dla jej mieszkańców, z drugiej zaś lokalizacja takiego obiektu może odstraszać inwestorów od lokalizowania w niej swoich przedsięwzięć. Istotnym czynnikiem jest również strach społeczeństwa przed możliwym uwolnieniem do środowiska substancji radioaktywnych, mimo ponad półwiekowej bezpiecznej eksploatacji takiego obiektu w Różanie oraz we wszystkich państwach korzystających z technologii wykorzystujących materiały promieniotwórcze. Budowa składowiska wiązałaby się również z wykupem i od-rolnieniem kilku hektarów ziemi uprawnych, co, jak pokazują doświadczenia z innymi inwestycjami, nie zawsze jest możliwe do łatwego osiągnięcia.

Bardzo mało prawdopodobnym jest odbiór odpadów promieniotwórczych pochodzących z eksploatacji elektrowni przez dostawcę paliwa jądrowego, co więcej – może być to prawnie zabronione. Z tego powodu, brak zgody społeczności lokalnych na lokalizację w ich gminie składowiska odpadów promieniotwórczych, niezależnie od analiz ekonomicznych, może skutkować negatywną decyzją dotyczącą budowy elektrowni jądrowej.

Niespodziewane wydłużenie czasu budowy obiektu

Jak pokazują doświadczenia z budowy nowych jednostek EPR we francuskim Flamanville oraz fińskim Olkiluoto, technologia ta jest podatna na ryzyko znacznego wydłużenia budowy oraz zwiększenia kosztów inwestycyjnych. Blok we Flamanville, mający wejść do eksploatacji w 2012 roku, ma już 4-letnie opóźnienie, które może jeszcze ulec zwiększeniu ze względu na wykryte ostatnio problemy jakościowe ze stalą użytą do budowy reaktora. Pierwotnie zakładane koszty inwestycyjne wzrosły ponad 2,5-krotnie z 3,3 mld euro do 8,5 mld euro [10]. W przypadku fińskim opóźnienia w budowie oraz wzrost kosztów osiągnęły jeszcze większe wartości – blok w Olkiluoto w chwili rozpoczęcia budowy miał zostać oddany do użytku w 2009 roku, obecnie planowaną datą jest rok 2018 [11], koszty budowy wzrosły zaś prawie 3-krotnie z 3 mld euro do 8,5 mld euro. Duże opóźnienia inwestycyjne oraz wzrost kosztów przy budowie bloku *Olkiluoto 3* skutkowały odmówieniem przez fiński rząd przedłużenia licencji na budowę bloku *Olkiluoto 4* we wrześniu 2014.

Ponieważ początkowe nakłady inwestycyjne stanowią największą część kosztu energii elektrycznej generowanej w elektrowni jądrowej, niespodziewane opóźnienia w budowie oraz wzrost nakładów inwestycyjnych, tak jak w przypadku fińskim lub francuskim, mogą skutkować całkowitą zmianą w zakresie rentowności prowadzonej inwestycji. Kluczowym dla bezpieczeństwa inwestora jest zatem zawarcie odpowiednich klauzul w kontrakcie na budowę elektrowni, zobowiązujących wykonawcę do całkowitego lub częściowego pokrycia niespodziewanego wzrostu nakładów inwestycyjnych oraz wypłatę kar umownych za niedotrzymanie terminu realizacji inwestycji.

Wnioski i podsumowanie

Budowa elektrowni jądrowej w warunkach sprzedaży energii po spodziewanej cenie na giełdzie nie ma uzasadnienia ekonomicznego. Projekt z pewnością będzie wymagał wsparcia państwa, które prawdopodobnie będzie podobne do mechanizmu brytyjskich Contracts for Difference. Na opłacalność projektu korzystnie może wpłynąć również wprowadzenie rynku mocy oraz duży wzrost ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla, na skutek działań Komisji Europejskiej. Konieczność wsparcia budowy elektrowni jądrowej wynika ze strategicznej pozycji w systemach elektroenergetycznych państw posiadających jednostki nuklearne oraz istotnej roli w spełnieniu wymagań dotyczących dekarbonizacji gospodarek państw Unii Europejskiej. Istotną zaletą są również znacznie niższe tzw. koszty zewnętrzne generacji energii elektrycznej ze źródeł jądrowych niż węglowych.

Wsparcie, w postaci gwarancji stałej ceny energii elektrycznej na poziomie 300 zł/MWh, gwarantuje opłacalność projektu z przyjętym modelem finansowania inwestycji. Zdecydowaną większość kosztu energii elektrycznej z elektrowni jądrowej stanowią bardzo wysokie koszty budowy, co pociąga za sobą wysokie ryzyko inwestycyjne. Rentowność inwestycji jest praktycznie niewrażliwa na zmianę kosztów zmiennych w stosunku do scenariusza bazowego.

Elektrownia jądrowa z pewnością wpłynie korzystnie na rozwój polskiej nauki oraz innowacyjność gospodarki. Pozwoli zrealizować cele redukcji emisji dwutlenku węgla oraz generować energię elektryczną bez emisji szkodliwych związków do atmosfery.

Niewątpliwym minusem jest konieczność pracy elektrowni w absolutnej podstawie systemu elektroenergetycznego i bardzo mała elastyczność. Negatywnie na rentowność inwestycji może także wpłynąć nieoczekiwany wzrost kosztów inwestycyjnych na skutek wydłużenia czasu budowy elektrowni, czego przykładem są trwające budowy bloków z reaktorami EPR we Francji i Finlandii.

PIŚMIENNICTWO

- [1] World Nuclear Association, „Nuclear Power in the United Kingdom”, Kwiecień 2015. [Online]. Available: <http://www.world-nuclear.org/info/Country-Profiles/Countries-T-Z/United-Kingdom/>. [Data uzyskania dostępu: 15 kwietnia 2015].
- [2] United Kingdom Department of Energy & Climate Change, „Press release: Initial agreement reached on new nuclear power station at Hinkley”, 21 października 2013. [Online]. Available: <https://www.gov.uk/government/news/initial-agreement-reached-on-new-nuclear-power-station-at-hinkley>. [Data uzyskania dostępu: 15 kwietnia 2015].
- [3] World Nuclear Association, „The Economics of Nuclear Power”, 16 lutego 2015. [Online]. Available: <http://www.world-nuclear.org/info/Economic-Aspects/Economics-of-Nuclear-Power/>. [Data uzyskania dostępu: 25 marca 2015].
- [4] Y. Du i J. E. Parsons, „Update on the Cost of Nuclear Power”, Maj 2009. [Online]. Available: <http://web.mit.edu/jparsons/www/publications/2009-004.pdf>. [Data uzyskania dostępu: 13 kwietnia 2015].
- [5] Nuclear Energy Institute, „US Nuclear Power Plants”, [Online]. Available: <http://www.nei.org/Knowledge-Center/Nuclear-Statistics/US-Nuclear-Power-Plants>. [Data uzyskania dostępu: 18 kwietnia 2015].
- [6] Nuclear Energy Institute, „Costs: Fuel, Operation, Waste Disposal & Life Cycle”, [Online]. Available: <http://www.nei.org/Knowledge-Center/Nuclear-Statistics/Costs-Fuel,-Operation,-Waste-Disposal-Life-Cycle>. [Data uzyskania dostępu: 25 marca 2015].
- [7] UxC, „UxC Nuclear Fuel Prices Indicators”, 12 kwietnia 2015. [Online]. Available: <http://www.uxc.com/review/UxCPrices.aspx>. [Data uzyskania dostępu: 13 kwietnia 2015].
- [8] Dudzik J., „Potrzeba elastycznej pracy dużych bloków węglowych w perspektywie roku 2020”, 2015.

- [9] Najwyższa Izba Kontroli, „NIK o bezpieczeństwie dostaw energii elektrycznej”, 14 kwietnia 2015. [Online]. Available: <https://www.nik.gov.pl/aktualnosci/nik-o-bezpieczenstwie-dostaw-energii-elektrycznej.html>. [Data uzyskania dostępu: 15 kwietnia 2015].
- [10] Le Monde, „Le coût de l’EPR de Flamanville encore revu à la hausse”, 3 grudnia 2012. [Online]. Available: http://www.lemonde.fr/planete/article/2012/12/03/le-cout-de-l-epr-de-famanville-encore-revu-a-la-hausse_1799417_3244.html#. [Data uzyskania dostępu: 26 kwietnia 2015].
- [11] World Nuclear News, „Olkiluoto 3 startup pushed back to 2018”, 1 września 2014. [Online]. Available: <http://www.world-nuclear-news.org/nn-olkiluoto-3-start-up-pushed-back--to-2018-0109147.html>. [Data uzyskania dostępu: 26 kwietnia 2015].
- [12] Urząd Regulacji Energetyki, „Potencjał krajowy OZE w liczbach – moc zainstalowana (MW) – stan na 31.12.2014”, 28 stycznia 2015. [Online]. Available: <http://www.ure.gov.pl/download/1/7336/280115daneOZEmocwww.pdf>. [Data uzyskania dostępu: 3 marca 2015].
- [13] Wikipedia, „Energia wiązania – Wikipedia”, [Online]. Available: http://pl.wikipedia.org/wiki/Energia_wi%C4%85zania. [Data uzyskania dostępu: 2 marca 2015].
- [14] Kubowski J., „Elektrownie jądrowe”, WNT, Warszawa 2013.
- [15] Laudyn D., Pawlik M., Strzelczyk F., „Elektrownie”, WNT, Warszawa 2000.
- [16] Laudyn D., „Rachunek ekonomiczny w elektroenergetyce”, Of-cyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 1997.
- [17] Międzynarodowa Agencja Energii Atomowej, „Power Reactor Information System”, 16 marca 2015. [Online]. Available: <https://www.iaea.org/PRIS/WorldStatistics/OperationalReactorsByType.aspx>. [Data uzyskania dostępu: 16 marca 2015].
- [18] World Nuclear Association, „US Nuclear Power Policy”, marzec 2015. [Online]. Available: <http://www.world-nuclear.org/info/Country-Profiles/Countries-T-Z/USA--Nuclear-Power-Policy/>. [Data uzyskania dostępu: 13 kwietnia 2015].
- [19] Timera Energy, „<http://www.timera-energy.com/implications--of-the-1st-uk-capacity-auction/>”, 2 stycznia 2015. [Online]. Available: <http://www.timera-energy.com/implications-of-the--1st-uk-capacity-auction/>. [Data uzyskania dostępu: 15 kwietnia 2015].
- [20] „Bankier.pl – notowania ropy”, 18 kwietnia 2015. [Online]. Available: <http://www.bankier.pl/inwestowanie/profle/quote.html?symbol=ROPA>. [Data uzyskania dostępu: 18 kwietnia 2015].

[21] Pawłęga A., „Rachunek ekonomiczny w elektroenergetyce”, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2011.

[22] Narodowe Centrum Badań Jądrowych, „Czy warto pójść śladem Niemiec i zrezygnować z energetyki jądrowej?”, 12 lutego 2014. [Online]. Available: <http://www.atom.edu.pl/index.php/component/content/article/159-ej-na-swiecie/471-polityka-nie-miec.html>. [Data uzyskania dostępu: 18 kwietnia 2015].

[23] Ministerstwo Gospodarki, „Jakie odpady promieniotwórcze wytwarza elektrownia jądrowa i w jaki sposób się je unieszkodliwia?”, 24 maja 2014. [Online]. Available: <http://www.mg.gov.pl/Bezpieczenstwo+gospodarcze/Energetyka+jadrowa/FAQ/2> [Data uzyskania dostępu: 26 kwietnia 2015].

[24] Agencja Rynku Energii, „Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2013”, Agencja Rynku Energii, Warszawa 2014.

[25] Badyda K.: „Energetyka w Polsce. Czy mamy koncepcje rozwoju?” *Energetyka* 2015, nr 5, s. 321-330.

[26] Kuźniewski M.: „Analiza opłacalności budowy elektrowni jądrowej w Polsce”. Praca magisterska, Wydział Mechaniczny Energetyki i Lotnictwa Politechniki Warszawskiej, czerwiec 2015.