



Instrat

RYNEK MOCY NIE POMOŻE

Aktualizacja raportu: Ostrołęka C – co dalej z ostatnią elektrownią węglową w Europie?

Michał Hetmański
michal.hetmanski@instrat.pl
Warszawa, 28.12.2018

Przygotowano na zlecenie
Stowarzyszenia Pracownia na Rzecz Wszystkich Istot

Spis treści

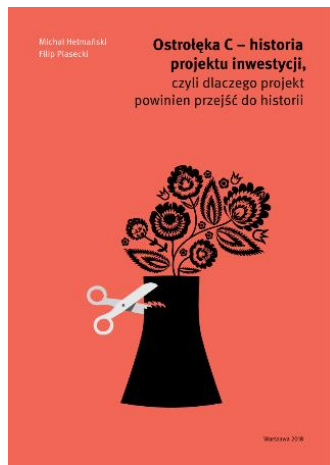
Wprowadzanie	2
Wycena Metodą DCF	4
Podsumowanie i rekomendacje	12



Wprowadzenie (1/2)

Ostrołęka C to projekt budowy elektrowni na węgiel kamienny o mocy 1000 MW reaktywowany w 2016 r. przez Grupę Energa (WSE:ENG). Planowana jednostka ma zastąpić blok Ostrołęka B, zaś jego budowa ma się odbyć przy wspólnym udziale Energi oraz Enei (WSE:ENE), również państwowego koncernu energetycznego.

Niniejsza publikacja stanowi kontynuację dwóch opracowań:



M. Hetmański, F. Piasecki, *Ostrołęka C, historia projektu inwestycji, czyli dlaczego projekt powinien przejść do historii*, Warszawa, kwiecień 2018 r. (dalej: **raport kwietniowy**)

M. Hetmański, *Ostrołęka C – co dalej z ostatnią elektrownią węglową w Europie?*, Warszawa, sierpień 2018 r. (dalej: **raport sierpniowy**)

Pierwszy raport stanowi kompendium wiedzy nt. projektu budowy „ostatniej elektrowni węglowej w Europie” i posłużyło koalicji organizacji pozarządowych w kampanii „[STOP Elektrowni Ostrołęka C](#)”. Dzięki niemu akcjonariusze inwestorów oraz analitycy rynku kapitałowego, banki i ubezpieczyciele mogli zapoznać się z przesłankami prawnymi oraz ekonomicznymi przemawiającymi za niepodjęciem tej inwestycji.

Drugi raport zawiera aktualizację wątków prawnych i środowiskowych podjętych w poprzednim wydaniu (pozwolenie środowiskowe) oraz wycenę finansową przedsięwzięcia (model DCF).

Wprowadzenie (2/2)

Wnioski z sierpniowego raportu:

- 1) Rynek mocy nie poprawi w znaczącym stopniu kondycji finansowych nowych elektrowni węglowych. Ostrołęka C może uzyskać z niego w najlepszym przypadku tylko 15% przychodów.
- 2) Nawet w optymistycznym wariantcie bardzo powolnego wzrostu cen uprawnień do emisji CO₂ i szybkiego wzrostu cen prądu, elektrownia nadal okazuje się być nieopłacalna.
- 3) Prąd z Ostrołęki C będzie droższy, niż prąd z OZE. Elektrownia może wytwarzać prąd (LCOE) po cenie 488 PLN/MWh lub nawet 505 PLN/MWh. To znacznie więcej, niż w przypadku dopiero rozwijających się w polskiej energetyce farm wiatrowych lądowych (300), morskich (420), a nawet fotowoltaiki (440).
- 4) Analiza opłacalności inwestycji wykazała, że Ostrołęka C nigdy nie zapewni inwestorom zwrotu z inwestycji. Ostrołęka C wymaga "dołożenia" 2,3 mld PLN przez cały okres życia elektrowni, czyli dodatkowe ok. 50% kosztu budowy. Elektrownia nie generuje dodatniego NPV nawet przy (skrajnie nierealistycznym) założeniu pracy przez cały rok bez przerwy.
- 5) Nie jest wykluczone, że spółka celowa będzie musiała jeszcze raz przejść postępowanie środowiskowe, co może znacząco utrudnić i opóźnić cały proces inwestycyjny o kilka lat. Inwestor z kolei kategorycznie wyklucza rozpoczęcie tego procesu. Wszystko po to, aby spełniać niższe standardy środowiskowe niezgodne z unijnymi limitami emisji (Konkluzje BAT dla LCP).

W tej aktualizacji odnosimy się do każdego z tych wniosków aktualizując założenia (ceny energii na TGE, wygrana w trzeciej aukcji rynku mocy) oraz dostosowując harmonogram modelu do realiów (moment oddania obiektu do użytku).

Wycena metodą DCF (1/8)

W nawiązaniu do artykułu pt. [Epopeja elektrowni Ostrołęka C zbliża się do nieuchronnego końca](#) (Wysokienapiecie.pl, 22.04.2018) stworzyliśmy model finansowy planowanej inwestycji i skonfrontowaliśmy wyniki opłacalności projektu z przedstawianymi przez inwestorów założeniami.

W rozpatrywanej przed 2012 rokiem formule *Project Finance* zdefiniowano je na poziomie NPV powyżej 800 mln PLN oraz IRR powyżej 10%.¹ Reaktywując projekt w 2016 r. zarząd Energi wyznaczył nowy wskaźnik na poziomie 5,5% EBITDA/CAPEX średniorocznie w trakcie pierwszych 5 lat eksploatacji elektrowni.²

a. Założenia

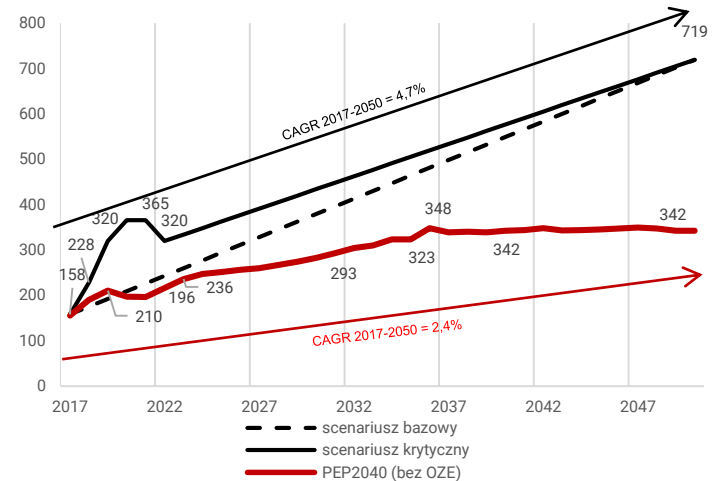
Podstawą do modelu opartego o wycenę zdyskontowanych przepływów pieniężnych (DCF) są następujące wartości:

Przychody:

- ceny energii elektrycznej:
 - **scenariusz umiarkowany** – CAGR 4,7% (liniowo) w latach 2017-2050, na podstawie aktualizacji strategii PGE (2014)³
 - **scenariusz krytyczny** – ścieżka uwzględniająca szybki wzrost ceny certyfikatów EUA

- **scenariusz PEP2040 (nowe)** – ścieżka wzrostu cen prądu opublikowana w Polityce Energetycznej Polski 2040 (PEP2040)⁴,

Wykres 1. Prognoza cen energii elektrycznej [PLN/MWh].



1 NIK, [Zapewnienie mocy wytwórczych w elektroenergetyce konwencjonalnej. Informacja o wynikach kontroli](#), 14.04.2015
 2 Energa, [Strategia Grupy ENERGA na lata 2016-2025 - prezentacja](#), 16.11.2016.
 3 Infostrefa, [PGE konyguje...](#), 24.01.2014.
 4 Ministerstwo Energii, [Polityka Energetyczna Polski 2040. Projekt](#), 23.11.2018; wariant bez spełnienia celu OZE 27% w 2030 r.

Wycena metodą DCF (2/8)

- rynek mocy – umowa mocowa na lata 2023-2035, cena równa 202,99 PLN/kW, moc zakontraktowana równa 853 MW⁵, pakiet zimowy z klauzulą *grandfatheringu* oraz „ostateczną decyzją inwestycyjną”⁶
- nie zakłada się przychodów z rynku bilansującego ani darmowych uprawnień do emisji CO₂

Nowy scenariusz PEP2040 oparty jest na oficjalnej strategii Ministerstwa Energii dla całego sektora energetycznego, co w przypadku analizy opłacalności tej inwestycji oznacza uwspólnienie założeń w modelowaniu poprzez przyjęcie scenariusza wzrostu cen energii elektrycznej od swojego większościowego akcjonariusza. Racjonalnym wydaje się zatem zakładać, że spółki energetyczne (niezależnie od siebie nawzajem) korzystają nie tylko z zasobów wewnętrznych lub zewnętrznych doradców, ale i oficjalnej strategii rządowej dla sektor energetycznego.

Koszty zmienne:

- ceny certyfikatów EUA:
 - scenariusz umiarkowany** – liniowy wzrost od 17,3 do 35 EUR/t w latach 2017-2035; po 2035 r. stała wartość⁷ (**Carbon Tracker – Carbon Clampdown**⁸)
 - scenariusz krytyczny** – szybki wzrost do 40 EUR/t do 2021 r.; po 2022 r. stała wartość równa 35 EUR/t⁹ (**Carbon Tracker – Carbon Countdown**¹⁰)

- scenariusz WEO 2017** – wzrost z 22,5 do 43,2 EUR/t (World Energy Outlook 2017 - New Policies Scenario¹¹)
- ceny węgla¹²
 - wzrost od 11 PLN/GJ od 2017 r. o 1,5% r/r
- cena transportu
 - wzrost od 3,5 PLN/GJ od 2017 r. z tempem PPI¹³
- pozostałe koszty zmienne¹⁴
 - wzrost od 13,9 PLN/MWh od 2017 r. z tempem PPI

Koszty stałe:

- koszty stałe O&M¹⁵
 - wzrost od 173'710 PLN/MW/a od 2017 r. (PPI)

5 Energa, [Raport bieżący nr 53/2018](#), 21.12.2018.

6 Wniosek – Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej, art. 23, ust. 4.

7 własne założenie

8 Carbon Tracker, [Carbon Clampdown](#), 25.04.2018.

9 własne założenie

10 Carbon Tracker, [Carbon Countdown](#), 21.08.2018.

W niniejszym opracowaniu używamy dwóch raportów Carbon Tracker – wcześniejszego *Clampdown*, oraz bardziej aktualnego *Countdown*. Autorzy raportu nie ponoszą odpowiedzialności za użyte źródło, ani dokonane na jego podstawie modyfikacje, w szczególności dot. długoterminowej ceny certyfikatów EUA.

11 International Energy Agency, [World Energy Outlook 2017 – Chapter I, Table 1.1](#), 14.11.2017 (w skrócie WEO 2017); użyto tego samego źródła jak w PEP2040.

12 Na podstawie [PSCMI 1](#) (ARP).

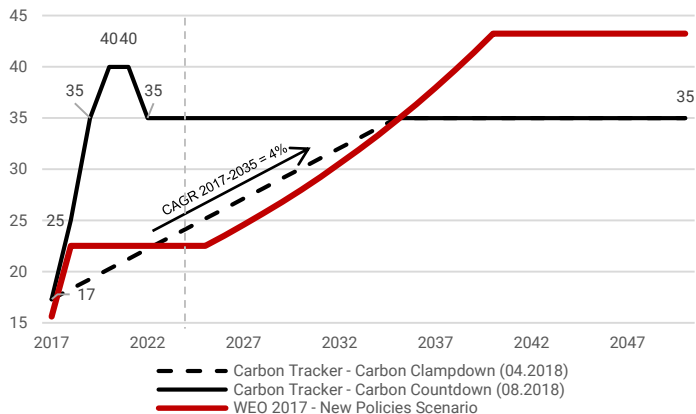
13 PPI – Producer Price Index – inflacja dóbr przemysłowych; zakłada się PPI równe 3,5%.

14 ARE, [Aktualizacja analizy porównawczej kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych, węglowych i gazowych oraz odnawialnych źródłach energii](#), 12.2016; koszty osobowe ruchu, surowców i energii, potrzeb własnych, materiałów pomocniczych i koszty użytkowania środowiska.

15 ARE, op. cit., koszty pracy, usług zewnętrznych, ogólne (podatki, ubezpieczenia, utrzymanie zarządu i administracji, eksploatacja budynków administracyjnych itp.), utrzymania i remontów oraz odpisy na fundusz likwidacji obiektu.

Wycena metodą DCF (3/8)

Wykres 2. Prognoza cen certyfikatów EUA wg Carbon Tracker [EUR/t] + własne założenie.



Parametry techniczne:

- moc brutto jednostki – 1000 MW
- konsumpcja własna energii¹⁶ – 8,87%
- liczba godzin pracy rocznie – 5'000h, **eksploatacja od Q4'2023 i (optymistycznie) brak opóźnień w oddaniu obiektu do użytku i możliwość sprzedaży obowiązku mocowego na rynku wtórnym**

Finansowanie:

- CAPEX – 5,05 mln PLN netto
- stosunek debt:equity – 30:70
- alokowanie CAPEXu¹⁷ – 20-30-30-20 [%] w latach 2019-2022
- koszt finansowania dłużnego – 3,25% p.a.
- kredyt – 10-letni wypłacany zgonie z harmonogramem alokowania CAPEXu; spłacany w równych ratach kapitałowych na koniec każdego roku w latach 2023-2033, odsetki płatne na koniec każdego roku od pierwszego roku wypłaty kredytu
- horyzont trwania inwestycji – 2050
- WACC¹⁸ – 8,5%
- Kurs EUR/PLN – 4,26 w całym horyzoncie czasowym

¹⁶ Eurostat, [Supply, transformation and consumption of electricity - annual data \[Inrg_105a\]](#).
¹⁷ ARE, op. cit.

¹⁸ Na podstawie stopy dyskontowej przyjętej przez TAURON Polska Energia S.A. w testach na utratę wartości za 2017 r. w segmencie Wytwarzanie - [Rozszerzony skonsolidowany raport półroczny za I półrocze 2018 r.](#); zaokrąglone.

Wycena metodą DCF (4/8)

Niniejszym prezentuje się wybrane wyniki ze studium opłacalności wraz z analizą wrażliwości na podstawie scenariusza bazowego zaktualizowanego:

- wzrost cen prądu PEP2040, oraz
- wzrost cen certyfikatów EUA krytyczny, czyli Carbon Countdown.

Na podstawie scenariusza bazowego przeprowadzamy szereg analiz wrażliwości względem:

- liczby godzin pracy elektrowni,
- cen energii elektrycznej,
- cen certyfikatów EUA,
- ceny paliwa.

b. Wyniki finansowe i kryteria opłacalności

Tabela 1. Wyniki finansowe inwestycji w scenariuszu bazowym zaktualizowanym

	2017	2022	2023	2024	2025	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040	2045	2050
Przychody operacyjne [mPLN]	-	-	388,1	1 298,6	1 316,8	1 458,0	1 508,2	1 558,3	1 585,6	1 644,9	1 644,9	1 558,4	1 572,0	1 558,4
ze sprzedaży energii elektrycznej [mPLN]	-	-	215,1	1 125,5	1 143,7	1 285,0	1 335,1	1 385,2	1 412,6	1 471,8	1 471,8	1 558,4	1 572,0	1 558,4
Wygenerowana energia [TWh]	-	-	911,3	4 556,6	4 556,6	4 556,6	4 556,6	4 556,6	4 556,6	4 556,6	4 556,6	4 556,6	4 556,6	4 556,6
Cena [PLN/MWh]	155,0	216,0	236,0	247,0	251,0	282,0	293,0	304,0	310,0	323,0	323,0	342,0	345,0	342,0
z umowy mocowej [mPLN]	-	-	43,3	173,1	173,1	173,1	173,1	173,1	173,1	173,1	173,1	-	-	-
Koszty operacyjne [mPLN]	-	-	450,7	1 497,9	1 521,6	1 650,8	1 679,0	1 708,0	1 737,8	1 768,5	1 800,1	1 972,7	2 172,9	2 405,4
Zmienne - utrzymanie i eksploatacja [mPLN]	-	-	256,1	1 296,5	1 313,2	1 403,3	1 422,7	1 442,7	1 463,3	1 484,4	1 506,0	1 623,5	1 758,1	1 912,7
Wygenerowana energia (z konsumpcją własną) [TWh]	-	-	1 000,0	5 000,0	5 000,0	5 000,0	5 000,0	5 000,0	5 000,0	5 000,0	5 000,0	5 000,0	5 000,0	5 000,0
SRMC [PLN/MWh]	183,4	252,9	256,1	259,3	262,6	280,7	284,5	288,5	292,7	296,9	301,2	324,7	351,6	382,5
Koszty paliwa i transportu [PLN/MWh]	116,0	128,1	130,6	133,3	136,0	150,6	153,7	156,9	160,2	163,6	167,1	185,7	206,9	231,0
Koszty certyfikatów EUA [PLN/MWh]	53,5	108,3	108,3	108,3	108,3	108,3	108,3	108,3	108,3	108,3	108,3	108,3	108,3	108,3
Variable O&M [PLN/MWh]	13,9	16,5	17,1	17,7	18,3	21,7	22,5	23,3	24,1	24,9	25,8	30,7	36,4	43,2
Stałe - utrzymanie i eksploatacja [mPLN]	-	-	194,6	201,4	208,5	247,6	256,2	265,2	274,5	284,1	294,1	349,2	414,8	492,6
EBITDA [mPLN]	-	-	62,5	199,4	204,9	192,8	170,8	149,7	152,1	123,6	155,2	414,4	600,9	847,0
EBIT [mPLN]	-	-	242,9	379,7	385,2	373,2	351,2	330,0	332,5	304,0	335,6	594,7	781,2	1 027,4
EBT [mPLN]	-	49,2	287,2	419,1	419,7	383,0	356,1	330,0	332,5	304,0	335,6	594,7	781,2	1 027,4
NOPAT [mPLN]	-	49,2	287,2	419,1	419,7	383,0	356,1	330,0	332,5	304,0	335,6	594,7	781,2	1 027,4
FCF [mPLN]	-	1 059,2	106,8	238,8	239,3	202,7	175,7	149,7	152,1	123,6	155,2	414,4	600,9	847,0

Wycena metodą DCF (5/8)

WACC	8,5%
IRR	n/a
Net Present Value (2018) [mld PLN]	-6,18

W porównaniu do sierpniowego raportu, analiza przepływów pieniężnych wykazuje, że elektrownia jest nie tylko nieopłacalna (ujemne NPV na poziomie -5,74 mld PLN vs -2,34 mld PLN poprzednio), ale też trwale nierentowna (poprzednio projekt wykazywał zysk przez cały okres analizy). Mimo, iż przychody z rynku mocy pokrywają zasadniczą część kosztów stałych elektrowni¹⁹, to krótkoterminowe krańcowe koszty zmienne (SRMC) nie są pokrywane przez przychody ze sprzedaży energii na TGE.

Ten stosunek oznacza, że im więcej godzin w roku pracuje elektrownia, tym większą generuje stratę i tym samym pogłębią i tak już ujemny wynik NPV. Ponieważ przepływy pieniężne przez cały okres trwania projektu są ujemne, nie jest również możliwym wyliczenie wewnętrznej stopy zwrotu (IRR), co do zasady osiągającej wartości nieujemne (poprzednio 3,82%, czyli i tak dwukrotnie niżej od stopy WACC).

¹⁹ Ok. 85% w pierwszych latach pracy elektrowni; zgodnie z założeniem ustawodawcy pojawia się skuteczny sygnał cenowy.

Tabela 2. Analiza wrażliwości – obciążenie elektrowni a opłacalność projektu.

Liczba godzin pracy w roku	NPV [mld PLN]
3000	-5,85
4000	-6,01
5000	-6,18
6000	-6,35
6500	-6,44
7500	-6,61
8000	-6,69
8500	-6,78
8760 (=24 x 365)	-6,82

Jak wskazano w sierpniowym raporcie, w głównym wariantcie wyceny, elektrownia nie generuje dodatnich przepływów pieniężnych nawet przy (skrajnie nierealistycznym) założeniu pracy przez cały rok bez przerwy. Tym razem (za sprawą stosunku SRMC do przychodów z TGE), projekt okazuje się być tym bardziej nieopłacalny, im więcej godzin w roku pracuje elektrownia. Hipotetycznie – gdyby wybudować blok i w ogóle go nie uruchamiać w ciągu roku – można by wg naszego modelu zminimalizować stratę na tej inwestycji do poziomu -5,34 mld PLN.

Wycena metodą DCF (6/8)

Tabela 3. Analiza wrażliwości – różne warianty wzrostu cen prądu i certyfikatów EUA a opłacalność projektu.

Scenariusz wzrostu cen energii elektrycznej	Scenariusz wzrostu ceny certyfikatów EUA	NPV [mld PLN]
PEP2040	Countdown	-6,18
PEP2040	WEO 2017	-5,74
krytyczny	Clampdown	-1,10
umiarkowany	WEO 2017	-2,03

Z Tabeli 3 wynika, że główny wariant wyceny (bazowy zaktualizowany) okazuje się być tym razem najgorszym z punktu widzenia opłacalności projektu. Zakładając szybki wzrost ceny certyfikatów EUA (Countdown – najbardziej realna w momencie wyceny ścieżka wzrostu cen) oraz ceny prądu na TGE pochodzące ze strategii rządowej (PEP2040) Ostrołęka C wykazuje w naszym modelu NPV na poziomie prawie -6,18 mld PLN.

Drugim wariantem wartym rozważenia jest pochodząca z WEO (2017) projekcja cen certyfikatów EUA (bardziej łagodny wzrost niż w Countdown) zestawiona z cenami prądu z PEP2040. Scenariusz ten jest najbardziej bliski założeniom przyjętych przez autorów projektu PEP2040 – wtedy NPV projektu równe jest -5,74 mld PLN.

Optymistyczny, choć mało realistyczny wariant realizuje się przy rozłożonym w czasie wzroście ceny certyfikatów

EUA (Clampdown) i stosunkowo szybkim wzroście cen na poziomie CAGR = 4,7% (krytyczny). Wtedy inwestycja przynosi nadal ujemną wartość, ale na poziomie nie przekraczającym -1 mld PLN.

Jak tani musiałby być węgiel i certyfikaty EUA, aby projekt był opłacalny?

Analiza wrażliwości wykazuje, że w scenariuszu bazowym zaktualizowanym nawet gdyby inwestorzy otrzymywali węgiel „za darmo” i nie płacili za jego transport (takim „przywilejem” cieszą się wytwórcy prądu z OZE), to wartość netto projektu nadal byłaby ujemna (-0,98 mld PLN). Gdyby ponadto zagwarantować stałą w czasie cenę uprawnień do emisji na poziomie 25 EUR/t, to dopiero wtedy projekt inwestycyjny okazałby się opłacalny.

Wycena metodą DCF (7/8)

Tabela 4. Warunek opłacalności projektu – stosunek EBITDA/CAPEX.

Rok	EBITDA/CAPEX
2024	-3,9%
2025	-4,1%
2026	-4,1%
2027	-4,2%
2028	-4,1%
2029	-4,0%
2030	-3,8%
2031	-3,4%
2032	-3,0%
2033	-3,0%
2034	-2,4%
2035	-3,1%

Jak wskazano w raportach kwietniowym i sierpniowym, zarząd Energi jako wiodącego inwestora postanowił obrać „innovacyjne” kryterium opłacalności projektu, co pozwoliło na uniknięcie wątpliwości dot. negatywnych wartości NPV lub stosunkowo niskiego IRR. Założono osiągnięcie stosunku EBITDA/CAPEX na poziomie 5,5% w ciągu pierwszych pięciu lat eksploatacji oraz $IRR > WACC$.

Takie „nowatorskie” podejście do mierzenia wartości projektu wskazuje na to, że inwestor jest świadom nierynkowych warunków, na jakich oparta jest Ostrołęka C. Dobór w/w wskaźnika pozwala na zamaskowanie ujemnych wyników NPV i przez to udokumentowanie (np. przed kontrolą NIK) racjonalności decyzji i podjęcia jej zgodnie ze wcześniej obranym kryterium.

Według powyższego modelu w wariancie bazowym zaktualizowanym projekt nigdy nie osiąga zakładanego kryterium opłacalności, gdyż stosunek EBITDA/CAPEX jest stale ujemny, a osiąga co najwyżej swoje maksimum w 2034 r. Również wewnętrzna stopa zwrotu (ujemna) nie przewyższa stopy dyskontowej (równej +8,5%).

Wycena metodą DCF (8/8)

c. Ile będzie kosztował prąd z Ostrołęki? Levelized cost of Energy (LCOE)

Tabela 5. Levelized cost of energy (LCOE) [PLN/MWh] w zależności od scenariusza wzrostu cen certyfikatów EUA i liczby godzin pracy w roku.

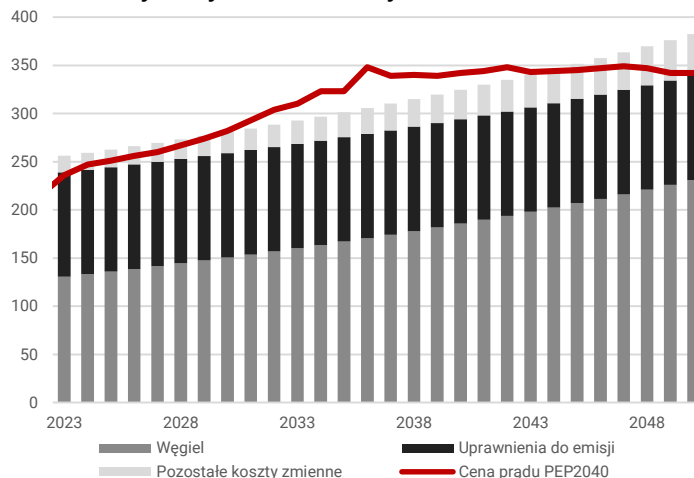
Scenariusz wzrostu cen certyfikatów EUA	Liczba godzin pracy w roku			
	3500h	5000h	6500h	8000h
Countdown	597	513	468	440
WEO 2017	587	500	454	426

W zależności od obranego scenariusza wzrostu cen certyfikatów EUA, nasz model w scenariuszu bazowym zaktualizowanym wykazuje uśredniony koszt energii elektrycznej (LCOE) na poziomie 513 (Countdown) i 500 PLN/MWh (WEO 2017). Wartości te stanowią wykraczają poza te szacowane dla morskiej (420) i lądowej (300) energetyki wiatrowej czy instalacji PV (440), stanowiących przecież najdroższe technologie w zestawieniu z innymi źródłami energii elektrycznej.²⁰

To również dużo powyżej ceny prądu zakładanej w Polityce Energetycznej Polski 2040 – rozpatrywane przez inwestora ścieżki wzrostu cen prądu muszą być nad wyraz optymistyczne i nie przystające do oficjalnych prognoz rządowych.

20 Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, [Ścieżki dekarbonizacji – Model miksu energetycznego do roku 2035 wraz z analizą potencjalnych problemów bilansowania KSE z generacją wiatrową](#), 01.2018.

Wykres 3. Cena prądu vs krótkoterminowe koszty zmienne wybranych scenariuszy.



W energetyce zasadniczą miarą rentowności produkcji i zdolności do dostarczania mocy do sieci jest stosunek ceny prądu do sumy krótkoterminowych kosztów zmiennych SRMC – w naszym modelu dopiero po 7 latach działalności Ostrołęka C uzyska taki poziom.

Podsumowanie i rekomendacje

Aktualizacja sierpniowego raportu oraz osadzenie w modelu wyceny przedsięwzięcia nowych założeń pozwoliła raz jeszcze ocenić zasadność inwestycji z punktu widzenia czysto finansowego.

Reforma systemu ETS oraz podwyżka cen uprawnień do emisji stanowi bezpośrednią przyczynę dla utraty opłacalności projektów inwestycyjnych w energetyce węglowej. Nawet gdyby paliwo do elektrowni było bezpłatne (jak w przypadku OZE, otrzymujących wiatr lub słońce za darmo), to politycznie skonstruowany i podlegający handlowi na rynku instrument certyfikatów EUA czyni Ostrołękę C projektem nieopłacalnym.

Rynek mocy, który miał być zbawieniem dla energetyki konwencjonalnej, pozwala jedynie pokryć część kosztów stałych elektrowni, ale nie przeciwstawiła presji cenowej na rynku energii. Struktura kosztów elektrowni węglowej takiej jak Ostrołęka C nie pozwoli jej być konkurencyjną cenowo na coraz bardziej konkurencyjnym rynku handlu energią elektryczną. Wbrew pierwszym oczekiwaniom inwestora, dochody z rynku mocy nie stanowią 1/3, ale mniej niż 13% całych przychodów. Przez 15 lat funkcjonowania, Ostrołęka C może uzyskać z tytułu opłaty mocowej 2,6 mld PLN – dla porównania przewidywane przez Ministerstwo Energii koszty rynku mocy to ok. 4 mld PLN rocznie.

Co prawda świeżo osiągnięte porozumienie nad reformą unijnego rynku energii elektrycznej pozwoli (wg obecnych interpretacji ME) utrzymać status zawartych w 2018 i 2019 r. umów mocowych, w tym Ostrołęki C, to nie jest pewnym nadal samo jego istnienie. Polski mechanizm mocowy był wzorowany

na brytyjskim, a ten w wyniku skargi jednego z uczestników rynku do Europejskiego Trybunału Sprawiedliwości, został zawieszony i skierowany do ponownej oceny przez Komisję Europejską.

Ze względu na podobne przesłanki polski mechanizm może zostać oceniony podobnie, bo jak wskazują dotychczasowe wyniki aukcji, do największych wygranych należą istniejące, a nie nowe (planowane) jednostki. Wskazywałoby to na brak spełnienia jednego z dwóch założeń wprowadzenia rynku mocy w Polsce. O ile pokrycie kosztów stałych przychodami z aukcji mocy (sygnał cenowy) ma potencjał by zostać pozytywnie ocenionym jako element przeciwdziałający *blackoutowi*, o tyle brak zachęt do budowy nowych elektrowni (sygnał inwestycyjny) może zostać podważony przez unijne organy.

W modelu przyjęto (optymistycznie) brak kar umownych za niespełnienie obowiązku mocowego oraz możliwość odsprzedaży kontraktu bez konsekwencji finansowych.

Aktualne (względem sierpniowego raportu) pozostają wątpliwości dot. ważności pozwolenia zintegrowanego, struktury finansowania (niskiego zaangażowania banków lub nawet środków emerytalnych pracowników spółek energetycznych). Enea jako współinwestor pozostaje również pod presją prawną ze strony Fundacji Client Earth oraz swojego związku zawodowego (MZZ Synergia), co czyni udział partnera w projekcie szczególnie ryzykownym.

Więcej informacji na stronie kampanii www.elektrowniaostroleka.com

Disclaimer

Fundacja Inicjatyw Strategicznych (Fundacja) jako autor opracowania na zlecenie Stowarzyszenia Pracownia na Rzecz Wszystkich Istot (Stowarzyszenie) dołożyła należytej staranności w celu zapewnienia, aby wszelkie informacje zawarte w niniejszej publikacji nie były błędne lub nieprawdziwe. Fundacja i Stowarzyszenie, odpowiednio ich zarząd oraz pracownicy nie ponoszą odpowiedzialności za prawdziwość i kompletność informacji, jak również za wszelkie szkody powstałe w wyniku wykorzystania niniejszej publikacji lub zawartych w niej informacji.

Niniejsza publikacja została przygotowana wyłącznie w celach informacyjnych i nie stanowi rekomendacji inwestycyjnej ani oferty dotyczącej zakupu bądź sprzedaży jakiegokolwiek instrumentu finansowego w rozumieniu odpowiednich przepisów Kodeksu cywilnego, ustawy z dnia 29 lipca 2005 roku o ofercie publicznej i warunkach wprowadzania instrumentów finansowych do zorganizowanego systemu obrotu oraz o spółkach publicznych (Dz.U. z 2005 r. nr 184, poz. 1539) lub ustawy z dnia 29 lipca 2005 roku o obrocie instrumentami finansowymi (Dz.U. z 2005 r. nr 183, poz. 1538). Niniejsze opracowanie ani w całości ani w części nie stanowi także „rekomendacji” w rozumieniu przepisów Rozporządzenia Ministra Finansów z dnia 19 października 2005 r. w sprawie informacji stanowiących rekomendacje dotyczące instrumentów finansowych, lub ich emitentów (Dz.U. z 2005 r. Nr 206, poz. 1715).

Fundacja oraz Stowarzyszenie w szczególności poprzez informacje zawarte w niniejszej publikacji nie świadczą doradztwa w związku z jakimkolwiek transakcjami zawieranymi przez odbiorcę raportu, ani nie udzielają jakichkolwiek porad inwestycyjnych lub rekomendacji co do zawarcia takich transakcji. W szczególności nie ponoszą one odpowiedzialności za jakiegokolwiek skutki wykorzystania przez czytelników informacji zawartych w raporcie, ani za konsekwencje podjętych na ich podstawie decyzji inwestycyjnych. Odbiorca raportu, zawierając jakąkolwiek transakcję podejmuje niezależne i autonomiczne decyzje, działając na własny rachunek oraz na własne ryzyko.