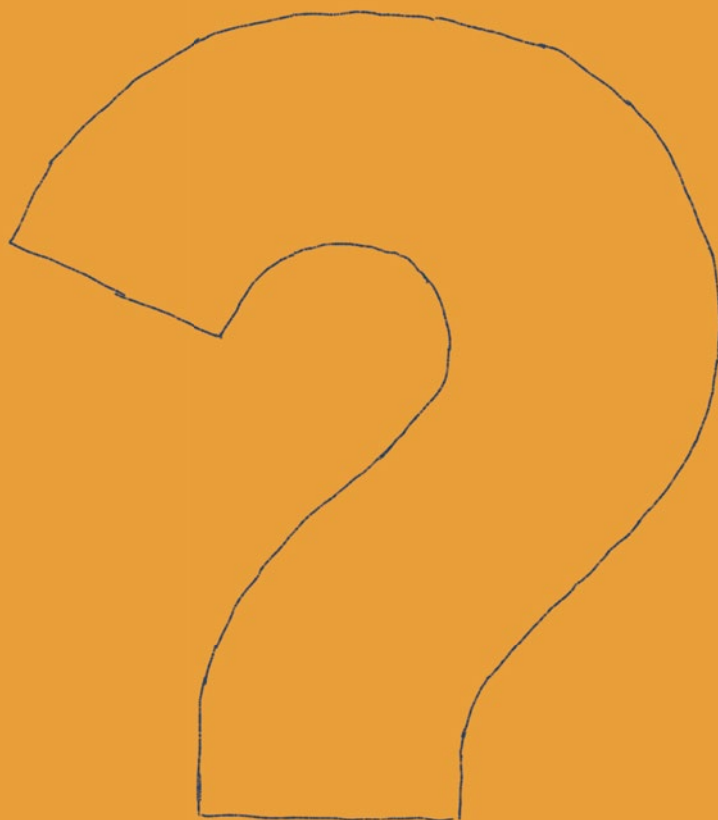


Michał Hetmański

# **OSTROŁĘKA C** **– co dalej z ostatnią** **elektrownią węglową** **w Europie?**



Warszawa 2018

Michał Hetmański

# **Ostrołęka C – co dalej z ostatnią elektrownią węglową w Europie?**

Warszawa 2018

AUTOR  
Michał Hetmański (michal.hetmanski@instrat.pl)



SKŁAD  
Magda Warszawa

© Pracownia na rzecz Wszystkich Istot, Warszawa 2018

Pracownia na rzecz Wszystkich Istot  
ul. Jasna 17, 43-360 Bystra  
pracownia.org.pl

ISBN 978-83-61453-03-1

## Spis treści

Disclaimer.....	5
<b>1. Podsumowanie historii inwestycji .....</b>	<b>7</b>
<b>2. Pozwolenie zintegrowane .....</b>	<b>9</b>
a. Środowisko regulacyjne i stan sprzed 2016 r. ....	9
b. Reaktywacja projektu w 2016 r.....	10
<b>3. Biznesplan oraz finansowanie – analiza wrażliwości .....</b>	<b>13</b>
a. Założenia .....	13
b. Wyniki finansowe i kryteria opłacalności .....	17
c. Levelized cost of Energy (LCOE).....	19
<b>4. Podsumowanie i rekomendacje .....</b>	<b>20</b>

## 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 jakimikolwiek 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.

Warszawa, sierpień 2018 r.

# PODSUMOWANIE HISTORII INWESTYCJI

1

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 i rozszerzenie raportu pt. „Ostrołęka C - historia projektu inwestycji, czyli dlaczego projekt powinien przejść do historii”<sup>1</sup> (kwiecień 2018) autorstwa Michała Hetmańskiego i Filipa Piaseckiego.

Opracowanie to stanowiło 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.

Ostrołęka C to projekt trwający już 10 lat - w 2008 r. rozpoczęto przygotowania do budowy elektrowni zastępującej działalność bloku Ostrołęka B (647 MW), którego wycofanie z eksploatacji zaplanowano na lata 2025-2030 r. W ramach przygotowań wykonano analizy opłacalności (EY), raport środowiskowy (Energoprojekt Warszawa), uzyskano pozwolenie zintegrowane, wybrano inżyniera kontraktu i doradcę merytorycznego oraz otworzono postępowanie przetargowe. Jednak po analizach ekonomicznych i negocjacjach z oferentami, zarząd spółki Energa podjął we wrześniu 2012 r. decyzję o zaprzestaniu prac nad inwestycją.

W maju 2016 r. zarząd Energi pod przewodnictwem Dariusza Kaškowa podjął decyzję o reaktywacji projektu. W grudniu 2016 r. otworzono ponownie postępowanie przetargowe w formule EPC, w trybie dialogu konkurencyjnego. Do przetargu stanęły trzy konsorcja z następującymi ofertami:

(1) China Power Engineering	4,85 mld PLN brutto
(2) GE Power & Alstom Power Systems	6,02 mld PLN brutto
(3) Polimex-Mostostal & Rafako	9,59 mld PLN brutto

Budżet wyznaczono na kwotę 4,80 mld PLN brutto. Formuła zamówienia przewidywała wykluczenie z postępowania najtańszej oferty.

<sup>1</sup> M. Hetmański, F. Piasecki, [Ostrołęka C - historia projektu inwestycji, czyli dlaczego projekt powinien przejść do historii](#), kwiecień 2018 r.



**Tabela 1.** Wyniki postępowania przetargowego z dnia 4 kwietnia 2018 r.<sup>2</sup>.

Oferent	Kryterium pochodzenia	Kryterium ekonomiczne	Łączna punktacja
China Power Engineering	oferta odrzucona		
Konsorcjum Polimex-Mostostal & Rafako	20	0	20
Konsorcjum GE Power & Alstom Power Systems	13,33	80	93,33

Zwycięskie konsorcjum GE Power & Alstom Power Systems podpisało w lipcu 2018 r. umowę ze spółką Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o. na kwotę 6,02 mld PLN brutto (5,05 mld PLN netto).

Jednostka przeszła również pomyślnie certyfikację ogólną do aukcji głównych na rynku mocy. Minister Energii wydał z końcem sierpnia 2018 r. kluczowe dla tej inwestycji rozporządzenie zawierające parametry aukcji głównych, w tym zapotrzebowania na moc, ceny wejścia oraz ceny maksymalnej. We wrześniu i październiku będzie trwała certyfikacja do aukcji głównych, zaś 21 grudnia 2018 r. odbędzie się aukcja główna na okres dostaw od 2023 r.

Poniższe opracowanie ma na celu rozwinięcie dwóch głównych wątków ujętych w raporcie opublikowanym w kwietniu 2018 r. oraz w artykule na portalu WysokieNapiecie.pl z dnia 24 kwietnia 2018 r. pt. „Epopeja elektrowni Ostrołęka C zbliża się do nieuchronnego końca”<sup>3</sup>.

Prezentujemy zatem:

1. szczegółowe informacje nt. pozwolenia zintegrowanego
2. model wyceny przedsięwzięcia metodą FCF

Liczymy, że inwestorzy oraz instytucje finansujące przedsięwzięcie (banki, ubezpieczyciele i reasekuratorzy) w świetle poniżej zaprezentowanych informacji oraz wniosków nt. opłacalności inwestycji podejmą decyzję zgodną z przesłankami racjonalności ekonomicznej, to znaczy o wycofaniu się z projektu i zaprzestaniu budowy elektrowni.

<sup>2</sup> Energa, [Raport bieżący nr 14/28](#), 04.04.2018.

<sup>3</sup> WysokieNapiecie.pl, [Epopeja elektrowni Ostrołęka C zbliża się do nieuchronnego końca](#), 24.04.2018.

## a. Środowisko regulacyjne i stan sprzed 2016 r.

Jak wskazano we wcześniejszej publikacji, spółka celowa Elektrownia Ostrołęka uzyskała w marcu 2011 r. pozwolenie zintegrowane ważne od dn. 1 czerwca 2016 r. przez 10 lat. Raport środowiskowy z 2009 r. (sporządzony na potrzeby decyzji środowiskowej) zakładał spełnienie limitów emisji zanieczyszczeń (Tabela 2 - kolumny nr 3 i 4) zgodnie z dyrektywą Integrated Pollution Prevention and Control (IPPC). W 2014 r. weszła w życie Industrial Emissions Directive<sup>4</sup> (IED) zastępując IPPC, zaś w 2017 r. opublikowano Konkluzje BAT dla LCP (Large Combustion Plants, 2017)<sup>5</sup>, efektem czego zaostrożono limity emisji (kolumny nr 5 i 6) dla LCP, w tym elektrowni węglowych.

Według Konkluzji BAT, jednostki, które uzyskały pozwolenie zintegrowane przed 17 sierpnia 2017 r. klasyfikowane są jako istniejące i tym samym podlegają mniej restrykcyjnym limitom emisji.

**Tabela 2.** Maksymalna emisyjność (mg/Nm<sup>3</sup>).

Rodzaj emisji	IPPC (1996)			Konkluzje BAT (2017)	
	od 2001 r.	od 2016 r.	wg raportu Energo-projekt Warszawa	od 2021 r. – LCP istniejące	od 2021 r. – LCP nowe
SO <sub>2</sub>	400	200	200	130	75
NO <sub>x</sub>	500	200	200	150	85
Pył	50	30	30	8	5

Wraz z nowelizacją ustawy Prawo ochrony środowiska<sup>6</sup> (POŚ) w 2014 r. wszystkie pozwolenia zintegrowane uzyskały bezterminową ważność. W związku z tym,

<sup>4</sup> Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola).

<sup>5</sup> Decyzja Wykonawcza Komisji (UE) 2017/1442 z dnia 31 lipca 2017 r. ustanawiająca konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE.

<sup>6</sup> Ustawa z dnia 11 lipca 2014 r. o zmianie ustawy - Prawo ochrony środowiska oraz niektórych innych ustaw, Dz.U. 2014 poz. 1101.



Marszałek Województwa Mazowieckiego z urzędu nadał w październiku 2015 r. pozwoleniu bezterminowej ważności, nie zmieniając jednak daty rozpoczęcia emisji (1 czerwca 2016 r.).

## **b. Reaktywacja projektu w 2016 r.**

Zarząd Energi podjął w maju 2016 r. decyzję o reaktywacji projektu budowy bloku Ostrołęka C, zaś krótko po tym wójt gminy Rzekuń przedłużył ważność decyzji środowiskowej. Z początkiem lipca 2016 r. inwestor skierował wniosek do Marszałka Województwa Mazowieckiego o zmianę pozwolenia zintegrowanego i przesunięcie terminu rozpoczęcia uprawnienia do emisji z 1 czerwca 2016 r. na 30 września 2022 r. z powodu „przedłużającego się procesu inwestycyjnego”. Dnia 16 września 2016 r. Marszałek wydał **decyzję odmowną**, gdyż wniosek ten wpłynął po terminie rozpoczęcia biegu ważności pozwolenia.

Jak wskazano w decyzji, zgodnie z art. 193 ust. 1b POŚ, **jeżeli prowadzący instalację nie rozpoczął działalności objętej pozwoleniem w terminie dwóch lat** (tj. od dn. 1 czerwca 2016 r.), **pozwolenie powinno wygasnąć**, mimo nadanej mu wcześniej bezterminowości<sup>7</sup>.

Taki stan prawny opisany został w poprzedniej publikacji, zaś jego podstawą były dokumenty dostępne na stronie gminy Rzekuń, portalu [ippc.gov.pl](http://ippc.gov.pl)<sup>8</sup> oraz przede wszystkim decyzje Marszałka Województwa Mazowieckiego uzyskane na drodze dostępu do informacji publicznej od Ministerstwa Środowiska (prowadzącego rejestr pozwoleń). Krytyka działań inwestora i wskazanie jego niedociągnięć opierały się jednak na niepełnej informacji, która została uzupełniona dopiero po publikacji raportu „Ostrołęka C - historia...”<sup>9</sup> w kwietniu 2018 r.

Kierując do Ministerstwa Środowiska zapytanie o stan pozwolenia zintegrowanego w styczniu 2018 r. nie otrzymaliśmy decyzji Ministra z 9 listopada 2016 r.<sup>10</sup>. Po odwołaniu się inwestora uchylono w niej odmowną decyzję Marszałka z 16 listopada 2016 r. i udzielono bezterminowego pozwolenia ważnego od 2022 r. Decyzję tę argumentowano istnieniem „interesu społecznego i słusznego interesu Stron”.

### **Decyzja Ministra Środowiska Nr DOŚ-III.285.17.2016.DS z dnia 9 listopada 2016 r.**

W interesie społecznym, wyrażającym się w dbałości o stan środowiska i w jego ochronie realizowanej m.in. poprzez ograniczanie emisji, leży, aby eksploatacja instalacji nie odbywała się bez zgody organu i bez żadnych ograniczeń co do emisji. Ze wskazanym interesem społecznym pokrywa się interes Strony.

Dzięki temu, inwestor nie musiał jeszcze raz przechodzić procedury związanej z uzyskaniem nowego pozwolenia zintegrowanego, które byłoby oparte o nowy wniosek i wymagałoby spełnienia bardziej restrykcyjnych limitów emisji (Tabela 2,

<sup>7</sup> Por. wyrok WSA w Gdańsku, II SA/Gd 38/14, z dn. 12.03.2014.

<sup>8</sup> [IPPC.gov.pl](http://ippc.gov.pl), [Zarejestrowane w MŚ wnioski i pozwolenia zintegrowane](#).

<sup>9</sup> M. Hetmański, F. Piasecki, op. cit.

<sup>10</sup> Minister Środowiska, [Decyzja Nr DOŚ-III.285.17.2016.DS](#), 09.11.2016.

kolumna nr 6). Znacząco skróciło to proces inwestycyjny, choć jak wskazują eksperci od prawa środowiskowego, odbyło się to z rażącym naruszeniem prawa<sup>11</sup>.

Mimo wielokrotnych pytań ze strony akcjonariuszy oraz analityków giełdowych, spółka Energa unika odpowiedzi na pytanie o status pozwolenia zintegrowanego. Inwestor tym samym twierdzi, że w rozumieniu Konkluzji BAT (2017), Ostrołęka C ma status istniejącej LCP. Według tej logiki, pozwala to na spełnienie mniej restrykcyjnych norm środowiskowych (Tabela 2 - kolumna nr 5)<sup>12</sup>. Opiera się to na założeniu, że pozwolenie zintegrowane z 2011 r. nie utraciło swojej ważności, ale przez zastosowanie unijnych przepisów (BAT) do wybiórczej definicji bezterminowości wynikającej z prawa krajowego (POŚ, KPA<sup>13</sup>).

#### **Zapis czatu inwestorskiego z Jackiem Kościelniakiem, wiceprezesem zarządu ds. finansowych Grupy Energa – Stowarzyszenie Inwestorów Indywidualnych, 16.05.2018 r.<sup>14</sup>**

**BIUROKRATA:** Czy to prawda, że Ostrołęka C nie będzie miała niedługo ważnego pozwolenia zintegrowanego? Jak ta kwestia wpłynie na realizację inwestycji?

**JACEK KOŚCIELNIAK:** Spółka Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o. dysponuje ostateczną decyzją Marszałka Województwa Mazowieckiego o pozwoleniu zintegrowanym na czas nieoznaczony na potrzeby realizacji Projektu Ostrołęka C.

**ANALYST FROM FRANKFURT:** Hello, I tried to understand the case of Ostrołęka C and the integrated permit. Could you please elaborate on it? Would Ostrołęka be considered as a new or existing LCP under IPPC regime? Thanks a lot for clarifying this

**JACEK KOŚCIELNIAK:** The integrated permit is valid for an indefinite period. Ostrołęka C will be new LCP under IPPC regime.

#### **Odpowiedź Zarządu Grupy Energa na pytania akcjonariuszy zadane po Walnym Zebraniu Akcjonariuszy:**

**AKCJONARIUSZ:** Jaki jest stan prawny pozwolenia zintegrowanego dla budowy elektrowni Ostrołęka C - czy jest to zaktualizowane przez Ministra Środowiska w 2016 r. Pozwolenie zintegrowane z 2011 r. czy też nowo wydane w 2018 roku? Jaki status ma jednostka w rozumieniu dyrektywy IED (2010/75/EU) - nowa/istniejąca; pozwolenie wydane wg standardów od 2016 czy 2021?

**JACEK KOŚCIELNIAK, wiceprezes zarządu ds. finansowych oraz Grzegorz Ksepko, wiceprezes zarządu ds. korporacyjnych:** Spółka posiada i utrzymuje w ważności komplet decyzji administracyjnych, w tym także pozwolenie zintegrowane na prowadzenie instalacji w przemyśle energetycznym. Elektrownia Ostrołęka C będzie spełniała wszystkie wymagane standardy emisyjne w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania [LCP], zgodnie z Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE, obowiązujące

<sup>11</sup> Elektrowniaostroleka.com, Wniosek o stwierdzenie nieważności pozwolenia zintegrowanego dla elektrowni Ostrołęka C - kosztowne konsekwencje decyzji Jana Szyszki, 13.07.2018.

<sup>12</sup> Energa, Odpowiedź na pytania akcjonariuszy, 18.07.2018.

<sup>13</sup> Ustawa z dnia 14 czerwca 1960 r. Kodeks postępowania administracyjnego., Dz.U. 1960 nr 30 poz. 168.

<sup>14</sup> Stowarzyszenie Inwestorów Indywidualnych, Czat inwestorski z Energa, 16.05.2018.

w momencie oddania elektrowni do eksploatacji, w tym także standardy wynikające z Konkluzji BAT, ustanowionych Decyzją Wykonawczą Komisji UE 2017/1442 z dnia 31 lipca 2017 roku, która została opublikowana w dniu 17 sierpnia 2017 roku w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej.

Niemniej jednak, inwestor w postępowaniu przetargowym zasygnalizował możliwość spełnienia limitów emisji określonych dla **nowych LCP** (Tabela 2 - kolumna nr 6), wskazując jednak klasyfikację jako istniejącą LCP jako główny wariant funkcjonowania<sup>15</sup>.

---

<sup>15</sup> Elektrownia Ostrołęka, Wyjaśnienia do treści SIWZ, (przez [web.archive.org](http://web.archive.org)).

# BIZNESPLAN ORAZ FINANSOWANIE – ANALIZA WRAŻLIWOŚCI

## a. Założenia

W nawiązaniu do artykułu pt. „Epopcja elektrowni Ostrołęka C zbliża się do nieuchronnego końca” postanowiliśmy stworzyć model finansowy planowanej inwestycji i skonfrontować 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%<sup>16</sup>. Reaktywując projekt w 2016 r. zarząd Energi wyznaczył nowy wskaźnik na poziomie 5,5% EBITDA/CAPEX średniorocznie w trakcie pierwszych 5 lat eksploatacji elektrowni<sup>17</sup>.

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

### Przychody

- ceny energii elektrycznej:
  - scenariusz bazowy - CAGR 4,7% (liniowo) w latach 2017-2050, na podstawie aktualizacji strategii PGE (2014)<sup>18</sup>
  - scenariusz krytyczny - ścieżka uwzględniająca szybki wzrost ceny certyfikatów EUA
- rynek mocy - umowa mocowa na lata 2023-2035, cena równa 200 PLN/kW, derating na poziomie 91,54%<sup>19</sup>, wejście w życie pakietu zimowego w pełnym kształcie<sup>20</sup>
- nie zakłada się przychodów z rynku bilansującego ani darmowych uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>

<sup>16</sup> NIK, Zapewnienie mocy wytwórczych w elektroenergetyce konwencjonalnej, Informacja o wynikach kontroli, 14.04.2015

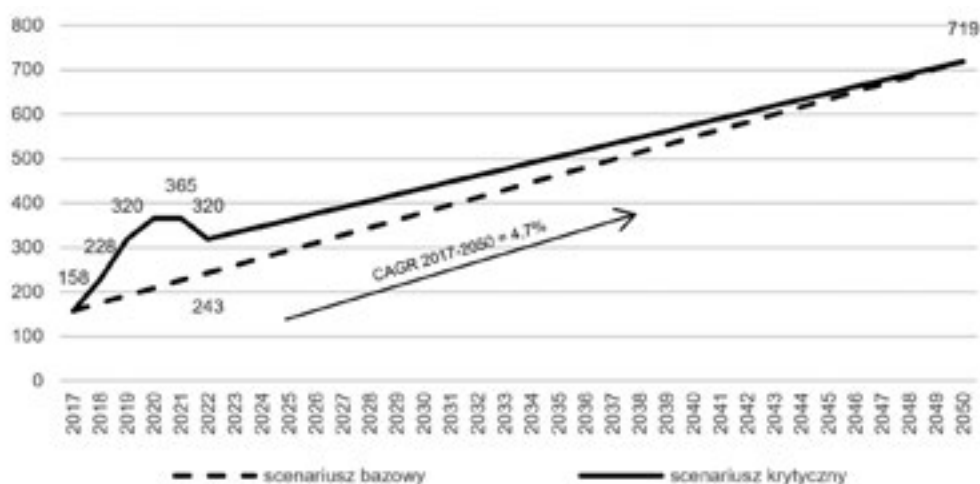
<sup>17</sup> Energa, Strategia Grupy ENERGA na lata 2016-2025 - prezentacja, 16.11.2016.

<sup>18</sup> Infostrefa, PGE koryguje..., 24.01.2014.

<sup>19</sup> Rządowe Centrum Legislacji, Projekt rozporządzenia Ministra Energii w sprawie parametrów aukcji głównych dla okresów dostaw przypadających na lata 2021-2023.

<sup>20</sup> EC, Commission proposes new rules for consumer centred clean energy transition, 30.11.2016.

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



## Koszty

### Koszty zmienne:

- ceny certyfikatów EUA:
  - scenariusz bazowy - liniowy wzrost od 17,3 do 35 EUR/t w latach 2017-2035; po 2035 r. stała wartość<sup>21</sup> (Carbon Tracker - Carbon Clampdown<sup>22</sup>)
  - scenariusz krytyczny - szybki wzrost do 40 EUR/t do 2021 r.; po 2022 r. stała wartość równa 35 EUR/t<sup>23</sup> (Carbon Tracker - Carbon Countdown<sup>24</sup>)
- ceny węgla<sup>25</sup> - 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 PPI<sup>26</sup>
- pozostałe koszty zmienne<sup>27</sup> - wzrost od 13,9 PLN/MWh od 2017 r. (PPI)

### Koszty stałe:

- koszty stałe O&M<sup>28</sup> - wzrost od 173'710 PLN/MW/a od 2017 r. (PPI)

<sup>21</sup> własne założenie

<sup>22</sup> Carbon Tracker, [Carbon Clampdown](#), 25.04.2018.

Carbon Tracker to niezależny think-tank prowadzący analizy nt. wpływu dekarbonizacji i odchodzenia od energetyki konwencjonalnej na działalność sektora finansowego. Autorem analizy jest Mark Lewis, ekspert z wieloletnim doświadczeniem w globalnych instytucjach finansowych - Deutsche Bank, Barclays oraz koncernach energetycznych (E.ON).

<sup>23</sup> własne założenie

<sup>24</sup> 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.

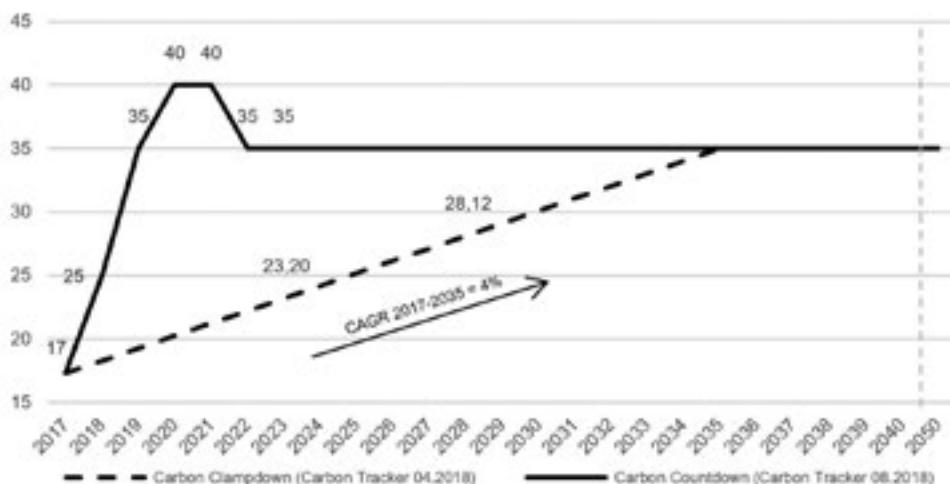
<sup>25</sup> Na podstawie [PSCMI 1](#) (ARP).

<sup>26</sup> PPI - Producer Price Index - inflacja dóbr przemysłowych; zakłada się PPI równe 3,5%.

<sup>27</sup> 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.

<sup>28</sup> 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.

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



### Parametry techniczne:

- moc brutto jednostki - 1000 MW
- konsumpcja własna energii<sup>29</sup> - 8,87%
- liczba godzin pracy rocznie - 5'000h (80% w 1. roku eksploatacji)

### Finansowanie:

- CAPEX - 5,05 mln PLN netto
- stosunek debt:equity - 50:50
- alokowanie CAPEXu<sup>30</sup> - 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
- WACC - 8,5%<sup>31</sup>
- Kurs EUR/PLN - 4,26 w całym horyzoncie czasowym

Na podstawie scenariusza bazowego przeprowadzamy szereg analiz wrażliwości względem:

- liczby godzin pracy elektrowni,
- cen certyfikatów EUA,
- cen energii elektrycznej,
- ceny paliwa,
- ceny uzyskanej na aukcji mocy.

<sup>29</sup> Eurostat, [Supply, transformation and consumption of electricity - annual data \[nrg\\_105a\]](#).

<sup>30</sup> ARE, op. cit.

<sup>31</sup> 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.



## b. Wyniki finansowe i kryteria opłacalności

Z analizy rachunku finansowego wynika, że elektrownia już w drugim roku działania generuje dodatnie przepływy finansowe, lecz po zdyskontowaniu strumienia przepływów pieniężnych na rok 2018, projekt wykazuje ujemną wartość bieżącą netto (NPV) na poziomie -2,3 mld PLN.

Stopa dyskontowa (WACC) na poziomie 8,5% jest ponad dwukrotnie wyższa od wewnętrznej stopy zwrotu (IRR) równej 3,82%, co wskazuje na wysoką niezdolność tej inwestycji do spłacenia kosztu kapitału potrzebnego do sfinansowania nakładów inwestycyjnych, ani zagwarantowania rynkowej stopy zwrotu z porównywalnych inwestycji w inne projekty z branży energetycznej.

### Analiza wrażliwości

**Tabela 4.** Liczba godzin pracy w roku vs NPV [mPLN]

3000	-3569
3500	-3242
4000	-2928
4500	-2619
5000	-2313
5500	-2008
6000	-1706
6500	-1404
7000	-1104
7500	-804
8000	-505
8500	-207
8760 (= 24 x 365)	-52

W głównym wariantcie wyceny, elektrownia nie generuje dodatnich przepływów pieniężnych nawet przy (skrajnie nierealistycznym) założeniu pracy przez cały rok bez przerwy.

**Tabela 5.** Wzrost ceny certyfikatów EUA vs NPV [mPLN]

Scenariusz wzrostu cen energii elektrycznej	Scenariusz wzrostu ceny certyfikatu EUA	NPV
bazowy	Clampdown	-2313
bazowy	Countdown	-2871
krytyczny	Clampdown	-868
krytyczny	Countdown	-1347

Z powyższej tabeli wynika, że główny wariant wyceny nie okazuje się być najgorszym z punktu widzenia opłacalności projektu. Zakładając szybki wzrost ceny certyfikatów EUA (Countdown), ale nienadążający tym samym tempem wzrost cen energii elektrycznej, osiągamy NPV na poziomie ponad 0,5 mld PLN niższym niż w głównym wariantcie<sup>32</sup>.

<sup>32</sup> Bazowy scenariusz wzrostu cen energii elektrycznej + Clampdown.



Optymistyczny, choć mało realistyczny wariant realizuje się przy rozłożonym w czasie wzroście ceny certyfikatów EUA (aż do 2035 r.) i stosunkowo szybkim wzroście cen na poziomie CAGR=4,7%. Wtedy inwestycja przynosi nadal ujemną wartość, ale na poziomie nie przekraczającym -1 mld PLN.

**Tabela 6.** Cena węgla w 2017 r. [PLN/GJ] vs wzrost ceny energii elektrycznej w latach 2017–2050 [CAGR - %]

Analiza wrażliwości ceny surowca względem ceny prądu wykazuje, że projekt

	3,0%	3,2%	3,4%	3,6%	3,8%	4,0%	4,2%	4,4%	4,6%	4,8%	5,0%	5,2%	5,4%	5,6%	5,8%	6,0%
<b>6</b>	-4792	-4370	-3920	-3447	-2983	-2522	-2043	-1541	-1011	-447	151	783	1456	2170	2929	3736
<b>7</b>	-5168	-4745	-4296	-3818	-3329	-2849	-2362	-1854	-1320	-756	-157	479	1152	1866	2625	3432
<b>8</b>	-5543	-5121	-4671	-4193	-3690	-3189	-2689	-2172	-1632	-1064	-465	172	848	1562	2321	3128
<b>9</b>	-5918	-5496	-5047	-4568	-4060	-3540	-3023	-2497	-1950	-1377	-773	-136	540	1258	2017	2824
<b>10</b>	-6294	-5871	-5422	-4944	-4435	-3903	-3366	-2829	-2274	-1694	-1086	-445	232	951	1713	2520
<b>11</b>	-6669	-6247	-5797	-5319	-4811	-4271	-3720	-3167	-2603	-2016	-1402	-757	-77	643	1407	2215
<b>12</b>	-7044	-6622	-6173	-5695	-5186	-4645	-4083	-3512	-2938	-2343	-1722	-1072	-387	334	1099	1910
<b>13</b>	-7420	-6997	-6548	-6070	-5561	-5020	-4450	-3866	-3277	-2675	-2047	-1390	-701	25	790	1602

inwestycyjny przynosi dodatnią wartość dla inwestora wyłącznie przy poziomie ceny węgla równej 6 PLN/GJ w 2017 r. (ponad ½ zakładanej wartości, wzrost ceny r/r o 1,5%) oraz szybszym niż bazowy wzroście ceny energii elektrycznej na poziomie 5% (CAGR, wzrost liniowy).

**Tabela 7.** Cena uzyskana w aukcji mocy [PLN/kW] vs WACC [%]

	3,0%	3,5%	4,0%	4,5%	5,0%	5,5%	6,0%	6,5%	7,0%	7,5%	8,0%	8,5%
<b>150</b>	473	-10	-433	-804	-1128	-1412	-1660	-1877	-2067	-2232	-2376	-2501
<b>200</b>	782	284	-153	-536	-872	-1167	-1426	-1653	-1852	-2027	-2179	-2313
<b>250</b>	1085	573	123	-272	-621	-927	-1196	-1433	-1642	-1825	-1986	-2127
<b>300</b>	1382	857	394	-14	-374	-691	-971	-1218	-1436	-1628	-1797	-1946
<b>350</b>	1672	1133	657	237	-134	-462	-752	-1008	-1235	-1436	-1613	-1770
<b>400</b>	1956	1403	915	483	101	-237	-537	-803	-1039	-1248	-1433	-1598
<b>450</b>	2237	1671	1170	726	333	-16	-326	-601	-846	-1063	-1256	-1428
<b>500</b>	2511	1932	1419	963	559	200	-120	-404	-657	-883	-1084	-1263
<b>550</b>	2784	2192	1667	1200	785	415	86	-208	-470	-703	-912	-1099

Jak wskazano w poprzednim opracowaniu<sup>33</sup>, analiza wyników aukcji na brytyjskim rynku mocy (podobnym do polskiego) wykazała, że to istniejące (zamortyzowane), a nie planowane jednostki są największymi beneficjentami mechanizmów mocowych. Można przyjąć zatem, że cena uzyskana na aukcji mocowej na okres dostaw od 2023 r. będzie poniżej ceny wejścia.

<sup>33</sup> M. Hetmański, F. Piasecki, op. cit.

Rozporządzenie Ministra Energii w sprawie parametrów aukcji głównych dla okresów dostaw przypadających na lata 2021-2023<sup>34</sup> wskazuje cenę wejścia na aukcję główną na okres dostaw od 2023 r. równą 313 PLN/kW oraz cenę maksymalną równą 406,9 PLN/kW. Przy żadnej z tych cen inwestycja nie wykazuje dodatniego NPV przy realnych poziomach stopy dyskontowej, nawet w bardziej liberalnym wariancie (=6%). Przychody z rynku mocy nie stanowią w całej sumie przychodów więcej niż 15% i to w pierwszych latach eksploatacji, a wraz z pogłębianiem się dyskonta wpisanego w kształt tzw. pakietu zimowego, maleje do ok. 5%.

**Tabela 8.** Warunek opłacalności projektu – stosunek EBITDA/CAPEX.

Rok	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
EBITDA/CAPEX	0,8%	1,9%	2,7%	3,3%	3,9%	4,4%	5,0%	5,5%	6,2%	6,8%	7,5%	8,1%	8,7%

Dobór nowego kryterium opłacalności projektu pozwolił na uniknięcie wątpliwości dot. negatywnych wartości NPV lub stosunkowo niskiego IRR. W scenariuszu bazowym naszej wyceny, zakładany przez inwestora stosunek EBITDA/CAPEX nie osiąga wymaganych 5,5% w ciągu pierwszych pięciu lat eksploatacji, a jedynie w 2030 r.

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 czy rażąco niskiego IRR i przez to udokumentowanie (np. przed kontrolą NIK) racjonalności decyzji i podjęcia jej zgodnie ze wcześniej obranym kryterium.

### c. Levelized cost of Energy (LCOE)

**Tabela 9.** Levelized cost of energy (LCOE) [PLN/MWh] w zależności od scenariusza wzrostu cen certyfikatów EUA i liczby godzin pracy w roku.

Scenariusz wzrostu ceny certyfikatu EUA	3500h	5000h	6500h	8000h
Clampdown	570	488	444	417
Countdown	586	505	461	434

W zależności od obranego scenariusza wzrostu cen certyfikatów EUA, model wykazuje uśredniony koszt energii elektrycznej (LCOE) na poziomie 488 (Clampdown) i 505 PLN/MWh (Countdown). 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<sup>35</sup>.

<sup>34</sup> Rządowe Centrum Legislacji, op. cit.

<sup>35</sup> Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, *Ścieżki dekarbonizacji - Model miksu energetycznego do roku 2035 wraz z analizą potencjalnych problemów bilansowania KSE z generacją wiatrową*, 01.2018.

## PODSUMOWANIE I REKOMENDACJE

Ostrołęka C to projekt inwestycji nie przystający ani do nowych trendów w polityce energetycznej UE, ani do realiów rynkowych polskiej energetyki. Zarówno Konkluzje BAT dla LCP, jak i reforma systemu ETS to sygnał wysyłany do producentów energii elektrycznej, aby odchodzić od energetyki wysokoemisyjnej opartej o duże, nieelastyczne źródła energii i skoncentrować zdolności inwestycyjne na niskoemisyjnym parku wytwórczym.

Wątpliwości prawne dot. ważności pozwolenia zintegrowanego i zgodności bloku z konkluzjami BAT wynikają z niskich standardów ładu korporacyjnego, jakie stosuje Energa. Obrona strategia komunikacja inwestora ze środowiskiem interesariuszy i akcjonariuszy zdążyła wzbudzić podejrzenie o rynkowość warunków, na jakich powstaje ta inwestycja.

Stworzony model wyceny przedsięwzięcia oraz obrane założenia jasno wskazują, że w dwóch zakładanych scenariuszach wzrostu cen energii elektrycznej oraz cen certyfikatów EUA **projekt przynosi ujemną wartość dla akcjonariuszy** (-2,3 mld PLN) i generuje LCOE (488 PLN/MWh) wyższe od najdroższych OZE.

## **Michał Hetmański**

Współzałożyciel i analityk Fundacji InStrat. Zaangażowany w sektor organizacji pozarządowych ekonomista z doświadczeniem zdobytym w Polsce i Niemczech. Stypendysta DAAD, współpracownik Fundacji Polonium w rejonie DACH. Pracował m.in. w izbie gospodarczej (AHK Polska), doradztwie transakcyjnym (Duff & Phelps Germany) oraz analizie systemów podatkowych (Ministerstwo Finansów). Autor i współautor opracowań dot. polsko-niemieckich stosunków gospodarczych, inwestycji bezpośrednich oraz dekarbonizacji. Absolwent Szkoły Głównej Handlowej, obecnie na Uniwersytecie w Kolonii.

