

# EXELTIUM JAKO JEDEN ZE SPOSOBÓW FINANSOWANIA INWESTYCJI W ENERGETYCE JĄDROWEJ

## *Exeltium as a way of financing of nuclear power projects*

Łukasz Sawicki, Bożena Horbaczewska

**Streszczenie:** W artykule zaprezentowano jedną z metod finansowania projektów inwestycyjnych w energetyce jądrowej, tzw. model Exeltium. Opisano mechanizm jego funkcjonowania, przyczyny i okoliczności utworzenia oraz zmagania inwestorów z Komisją Europejską w celu uzyskania zezwolenia na jego zastosowanie. Dokonano oceny sposobu jego wdrożenia i działanie w praktyce. Ponadto Autorzy poddali analizie możliwość zastosowania mechanizmu w Polsce i wskazali warunki, jakie powinny być spełnione, aby model ten mógł być wykorzystany do finansowania budowy nowej elektrowni jądrowej.

**Abstract:** This paper presents a particular way of financing of nuclear power projects called the Exeltium model. The article consists of a description of this model, causes and circumstances of its creation, as well as struggles of the investors with European Commission for issuing an acceptance against public aid rules. Authors assessed the implementation of the model and its functioning in practice. They also analyzed a possibility of its use in Poland and put forward a conditions that should be met to use this model to finance a new nuclear power plant.

**Słowa kluczowe:** Exeltium, energetyka jądrowa, projekt inwestycyjny, odbiorcy przemysłowi, odbiorcy energochłonni, Flamanville, spółka obrotu, Komisja Europejska, zakup energii, kontrakty długoterminowe, rynek energii

**Keywords:** This paper presents a particular way of financing of nuclear power projects called the Exeltium model. The article consists of a description of this model, causes and circumstances of its creation, as well as struggles of the investors with European Commission for issuing an acceptance against public aid rules. Authors assessed the implementation of the model and its functioning in practice. They also analyzed a possibility of its use in Poland and put forward a conditions that should be met to use this model to finance a new nuclear power plant.

**W niniejszym artykule autorzy zawarli swoje prywatne opinie, które nie mają związku z oficjalnymi stanowiskami instytucji, w których są zatrudnieni. Artykuł ma charakter wyłącznie analityczny.**

### Wstęp

Budowa elektrowni jądrowych w państwach o zliberalizowanym rynku energii jest przedsięwzięciem dość trudnym, choć – jak pokazują przykłady kilku państw europejskich – nie niemożliwym. Przedstawiciele francuskiego przemysłu, wsparci przez rząd, skonstruowali system, który przypomina zakazane przez Komisję Europejską klasyczne KDT-y<sup>1</sup>, a jednocześnie posiada akceptację KE. Jego najważniejszym elementem jest specjalnie utworzona spółka obrotu energią elektryczną o nazwie **Exeltium**, która ma siedzibę w niewielkim biurze w jednej z kamienic w centrum Paryża. Budowa nowego jądrowego bloku energetycznego w EJ<sup>2</sup> Flamanville we Francji finansowana

jest – z punktu widzenia sprawozdawczości finansowej – kapitałami wykazanymi w bilansie spółki, a w praktyce częściowo w oparciu o kryptoKDT-y.

### Interes odbiorców

Francja posiada dobrze rozwinięty przemysł, którego udział w łącznym zużyciu energii tego kraju wynosi 25%, to jest 111 TWh (dane za 2013 rok). W 2000 r. rozpoczęła się liberalizacja rynku energii, co z jednej strony umożliwiło obniżkę cen hurtowych, ale z drugiej doprowadziło do ich ciągłych wahań. Dla branż energochłonnych jest to poważny problem, ponieważ brak przewidywalności cen energii w średnim i długim horyzoncie uniemożliwia prognozowanie kosztów produkcji w wieloletnich planach rozwoju oraz utrudnia prowadzenie inwestycji. W tej sytuacji przedstawiciele organizacji branżowych zwrócili się o pomoc do państwa, które zawsze wspierało rodzimy przemysł. Nie od-

<sup>1</sup> KDT – Kontrakt długoterminowy, rodzaj wieloletniej umowy kupna-sprzedży energii, stosowanej w sektorze elektroenergetycznym, obecnie zabronionej przez unijne prawo dotyczące konkurencji.

<sup>2</sup> EJ – Elektrownia Jądrowa.

mówiło także tym razem. W 2005 r. Minister Gospodarki zorganizował cykl rozmów, w efekcie których jeszcze w grudniu tego roku, przedsiębiorstwa energochłonne (takie, w których koszty zakupu energii elektrycznej stanowią 15-50% kosztów produkcji) otrzymały specjalny status prawny przyznający im zwolnienia podatkowe<sup>3</sup>.

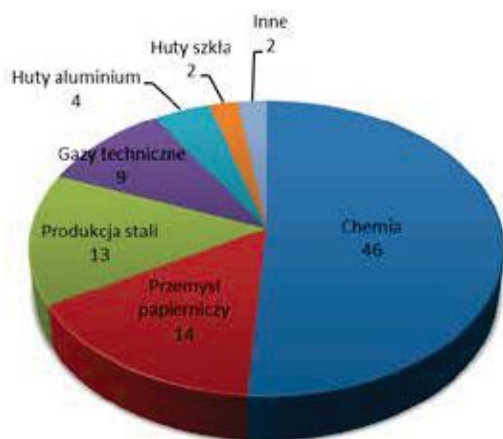
W tym samym czasie firmy te porozumiały się w sprawie wspólnych zakupów energii – jednak nie w formie grupy zakupowej<sup>4</sup>, ale poprzez własną spółkę obrotu. Została ona powołana w maju 2006 r. przez siedem dużych przedsiębiorstw energochłonnych w formie spółki akcyjnej o kapitale zakładowym 38.634.074,30 EUR, pod nazwą Exeltium. Obecnie posiada ona już 27 akcjonariuszy z takich sektorów przemysłu, jak:

- chemia (w tym produkcja gazów technicznych i petrochemia),
- hutnictwo metali i szkła,
- przemysł papierniczy,
- i inne.

Produkcja prowadzona jest w 90 zakładach, w których najwięcej energii zużywają takie urządzenia, jak: maszyny papiernicze, instalacje elektrolityczne, sprężarki (w tym zwłaszcza do krakingu parowego), piece hutnicze, młyny kulowe, dmuchawy gorącego powietrza itp. Niektóre z tych podmiotów prowadzą działalność gospodarczą również w Polsce, np. Arcelor Mittal, Saint-Gobain Isover.

**Wykres 1.** Struktura branżowa zakładów kupujących energię od spółki Exeltium (liczba zakładów w poszczególnych branżach)

**Chart 1.** Structure of industrial plants buying electricity from Exeltium company (number of plants of each sector)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ze strony spółki Exeltium: <http://www.exeltium.com/>  
Source: Own elaboration based on a data from Exeltium company website: <http://www.exeltium.com/>

<sup>3</sup> Więcej informacji na stronie spółki Exeltium: <http://www.exeltium.com/project/?lang=en#chronology>

<sup>4</sup> Grupa zakupowa – zrzeszenie podmiotów dokonujące wspólnych zakupów (tu: energii). Kumulacja siły nabywczej pojedynczych podmiotów w ramach grupy zakupowej z reguły umożliwia uzyskanie lepszych ofert (głównie niższych cen).

W maju 2006 r. Exeltium ogłosiło przetarg na zakup energii elektrycznej dla swoich akcjonariuszy. Zaproszenia do udziału w tym przetargu rozesłano do 16 wytwórców europejskich. Ostatecznie otrzymano oferty od czterech. Wśród nich była największa francuska grupa energetyczna, operator 58 jądrowych bloków energetycznych zlokalizowanych w 20 elektrowniach – Electricité de France (obecnie EDF) – której oferta okazała się najtańsza.

### Interes wytwórcy

W tym samym czasie zarząd EDF zatwierdził plany budowy pierwszego we Francji bloku z reaktorem EPR<sup>5</sup>, jako nowego bloku nr 3 w EJ Flamanville. Nakłady inwestycyjne szacowano na 3,3 mld EUR<sub>2005'</sub> bez kosztów finansowych (IDC<sup>6</sup>). Ponieważ koszty kapitału stanowiły większość (60-70%) prognozowanych średnich ważonych kosztów wytwarzania energii (prognozowanych wówczas na poziomie 46 EUR<sub>2005</sub>/MWh), kierownictwo dążyło do pozyskania jak najtańszego finansowania projektu, w tym również do obniżenia kosztu kapitału własnego. Było to tyle istotne, że EDF nie chciał zaciągać nowego długu na sfinansowanie tej inwestycji. Utworzenie Exeltium i przewidywana wieloletnia umowa z tą spółką na dostawy energii (wygranie przetargu przez podmiot spoza Francji byłoby wielką niespodzianką...) stwarzały okazję do pozyskania taniego pieniądza.

### Wirtualna spółka obrotu

W kwietniu 2007 r. Exeltium i EDF podpisały wstępną umowę na zakup/sprzedaż 311 TWh energii elektrycznej na okres 24 lat (kryptoKDT) w formule „bierz lub płać” (*take-or-pay*) z częściową przedpłatą w wysokości 4 mld EUR. W lipcu uzgodniono szczegółowe warunki finansowe i sposób dokonywania rozliczeń: koszt sprzedanej energii wykazany na comiesięcznej fakturze uwzględnia dokonaną przedpłatę oraz jest indeksowany zgodnie z aktualnymi kosztami eksploatacyjnymi elektrowni EDF (m.in. w oparciu o wskaźnik inflacji). Exeltium, będąc spółką obrotu, sprzedaje następnie zakupioną od EDF energię poszczególnym akcjonariuszom-odbiorcom również w formule „bierz lub płać” na mocy umów

<sup>5</sup> EPR - **E**uropean **P**ressurized water **R**eactor, pol. Europejski Reaktor wodny Ciśnieniowy, model reaktora wodno-ciśnieniowego stosowanego w elektrowniach jądrowych, oferowany przez francuską firmę Areva.

<sup>6</sup> IDC - **I**nterest **D**uring **C**onstruction, odsetki od kredytu naliczane w czasie budowy elektrowni, ale nie spłacane, gdyż elektrownia jeszcze nie pracuje.

wieloletnich (kryptoKDT, od 15 do 24 lat w zależności od odbiorcy), zawartych z każdym z nich osobno. Takie rozwiązanie powoduje, że Exeltium jest *de facto* wirtualnym lub wręcz papierowym pośrednikiem dla kryptoKDT-ów zawartych między dużymi odbiorcami, a EDF. Sama spółka obrotu generuje bardzo niewielkie koszty administracyjne (zaledwie kilku pracowników, niewielkie biuro z kilkoma pomieszczeniami). Ryzyko braku dostaw energii jest znikome, ponieważ energia nie pochodzi z konkretnej elektrowni, ale praktycznie ze wszystkich elektrowni jądrowych EDF-u.

Prawie 90% kapitału Exeltium stanowi dług, tylko 10% to kapitał wpłacony przez akcjonariuszy-klientów. Dzięki wykorzystaniu wysokiej dźwigni finansowej nabywają oni energię po atrakcyjnych cenach. Nie muszą jednak wykazywać zadłużenia spółki Exeltium w swoich własnych bilansach, choć muszą rozliczyć koszt kapitału własnego wnoszonego do finansowania projektu (około 10%), aby określić ostateczny ekonomiczny koszt otrzymywanej energii elektrycznej. Również z punktu widzenia producenta energii (EDF) jest to korzystne rozwiązanie, ponieważ przedpłata pozwoliła na wcześniejsze zgromadzenie 1,75 mld EUR, co stanowiło prawie połowę wartości kontraktu. Był to właściwie nieoprocentowany kapitał, który obniżył koszt kapitału finansującego nową inwestycję (czyli blok Flamanville-3). Takie rozwiązanie pozwoliło także ograniczyć zadłużenie oraz utrzymać możliwość finansowania innych inwestycji z kapitału własnego EDF.

### Interwencja Komisji Europejskiej

Niestety, umowa między EDF a Exeltium wymagała akceptacji Komisji Europejskiej i stwierdzenia zgodności z unijnym prawem antymonopolowym. Rozpoczęły się wielomiesięczne negocjacje z KE, która zgłosiła szereg zastrzeżeń. Ostatecznie Komisja zobowiązała EDF do tego, by 65% wolumenu energii, sprzedanej dużym odbiorcom w ramach umowy wieloletniej, było wyłączone spod jakichkolwiek restrykcji w zakresie dostępu do rynku (chodzi o zachowanie możliwości odsprzedaży energii przez odbiorcę). Dopuszczono pewne odstępstwa, ale udział ten nie może spaść poniżej 60% w skali roku. EDF-owi udało się jednak wynegocjować zapis, że to swoiste *obligo giełdowe* ma obowiązywać tylko przez pierwsze 10 lat od momentu wejścia w życie umowy.

Komisja Europejska ograniczyła okres, na jaki mogą być zawierane przyszłe umowy między Exeltium a odbiorcami (a zatem nie dotyczyło to umów zawartych do 2007 r.) do 5 lat (licząc od momentu

uruchomienia dostaw energii), chyba, że odbiorca będzie miał zagwarantowaną możliwość zerwania kryptoKDT co 5 lat (*opt-out window*) bez żadnych konsekwencji. Inaczej mówiąc, raz na 5 lat odbiorca będzie miał możliwość zdecydowania czy kontynuować kryptoKDT z Exeltium.

Postanowiono także, że umowa między Exeltium a odbiorcą nie może zawierać klauzuli wyłączności, zabraniającej odbiorcy zawierania umów na dostawę energii z innymi wytwórcami. Ten wymóg dotyczy jedynie pierwszych umów (zawartych do 2007 r.) i przez okres pierwszych 10 lat ich obowiązywania, chyba, że udział EDF w rynku hurtowym energii spadnie poniżej 40% i utrzyma się na tym poziomie przez 2 kolejne lata.

Komisja Europejska ostatecznie zaakceptowała mechanizm Exeltium w sierpniu 2010 r.

### Exeltium w praktyce

W sierpniu 2008 r., tuż po wstępnej akceptacji ze strony Komisji Europejskiej, EDF zawarł z Exeltium pierwszą umowę wieloletnią. Niestety, jesienią we Francji pojawiły się pierwsze symptomy globalnego kryzysu gospodarczego, a sektor bankowy zaostriżył kryteria udzielania kredytów. Spowodowało to trudności w uzyskaniu finansowania długim dla Exeltium, niezbędnego do dokonania pierwszej płatności za z kontraktowane dostawy. W związku z tym, w marcu 2010 r. podpisano aneks do umowy z EDF, który przewidywał podzielenie dostaw na dwie transze:

- pierwsza: dostawa 148 TWh energii w okresie 24 lat z częściową przedpłatą w wysokości 1,747 mld EUR, uruchomienie w 2010 r.,
- druga: dostawa 163 TWh energii w okresie 24 lat, uruchomienie w 2011 r.

Uzgodniono, że cena jednostkowa (w EUR/MWh), obejmująca 49% wolumenu energii zakontraktowanej przez EDF, zostanie obniżona, jeśli cena na rynku hurtowym spadnie poniżej pewnego określonego poziomu. Wyściowa cena jednostkowa (na cały wolumen), według spekulacji prasowych, prawdopodobnie wynosiła około 50 EUR/MWh. Z obawy przed możliwym masowym zrywaniem umów przez akcjonariuszy w czasie „okna decyzyjnego” (*opt-out window*) w przypadku dużych spadków ceny energii na rynku hurtowym, co mogłoby zagrozić płynności spółki, stworzono dodatkowe zabezpieczenie: jeden z największych akcjonariuszy, Arcelor Mittal, zobowiązał się do zakupu - po pewnej ustalonej cenie - 51% wolumenu energii, która nie zostanie sprzedana z powodu zerwania umowy przez innych akcjonariuszy.



W maju 2010 r. Exeltium przełało wytwórcy wymaganą sumę, a EDF zgłosił do krajowego operatora sieci przesyłowej RTE te zakłady, które mają odbierać zakontraktowaną energię. W ten sposób mechanizm Exeltium został oficjalnie uruchomiony. Udział energii kupionej od Exeltium stanowi 1/3 łącznego zużycia jego odbiorców.

Uruchomienie drugiej transzy dostaw zostało bezterminowo zawieszono w 2011 r., na co złożyło się wiele powodów, w tym:

- zmiana polityki energetycznej i wstrzymanie kolejnych projektów EPR we Francji (zwłaszcza bloku nr 3 w EJ Penly),
- zmiany na rynku energii (liberalizacja, spadek cen hurtowych, objęcie niskimi taryfami części produkcji z elektrowni jądrowych – zasada ARENH)<sup>7</sup>,
- zmniejszenie dynamiki wzrostu krajowego zużycia energii,
- spadek cen węgla,
- spadek cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>.

W lipcu 2014 r., na skutek dalszego spadku cen na giełdzie energii, udziałowcy Exeltium wymusili na EDF obniżkę ceny do poziomu średniej rocznej ceny hurtowej na giełdzie, to jest ok. 42 EUR/MWh. EDF zgodził się również na umieszczenie w umowie z Exeltium mechanizmu zmieniającego cenę dostarczanej energii w powiązaniu z cenami rynkowymi (zmiany te podlegają jednak pewnym ograniczeniom, analogicznie do częściowo uwolnionego kursu walutowego z „widelkami”).

W czerwcu 2015 r. Exeltium zawarło dwie umowy kredytowe. Pierwsza z nich dotyczyła kredytu bankowego o wartości 1 mld EUR udzielonego na okres 15 lat ze zmiennym oprocentowaniem. Druga umowa kredytowa, na kwotę 435 mln EUR, została podpisana z grupą dziewięciu inwestorów instytucjonalnych. Obie transze kredytu dają te same uprawnienia kredytodawcom. Nowe kredyty oraz renegotjacja treści pierwotnej umowy z EDF pozwoliły na kontynuację dostarczania energii akcjonariuszom-klientom po konkurencyjnej i przewidywalnej cenie. Obroty Exeltium w 2015 r. wyniosły 232.298800,00 EUR, co oznacza, że dostarczyła ona swoim akcjonariuszom około 5,53 TWh energii (przy założonej cenie 42 EUR/MWh).

### Ocena funkcjonowania modelu Exeltium i możliwość wdrożenia go w Polsce

Trudno jednoznacznie ocenić, czy model Exeltium sprawdził się w praktyce. Z punktu widzenia przedsiębiorstwa energetycznego (sprzedawcy)

udało się zabezpieczyć środki na realizację nowej kapitałochłonnej inwestycji, co było głównym celem firmy EDF. Jednakże zmiany, jakich trzeba było dokonać na wniosek Komisji Europejskiej oraz konieczność dostosowania modelu do zmieniającego się rynku energii ze sztucznie zaniżonymi cenami hurtowymi spowodowały, że nowy blok prawdopodobnie będzie miał duże trudności z generowaniem dodatnich przepływów pieniężnych, przynajmniej w pierwszych latach eksploatacji. EDF nie ujawnił zaktualizowanych danych dotyczących jednostkowych kosztów wytwarzania energii z bloku Flamanville-3, jednak istnieją dwie przesłanki, które wskazują, że koszty te będą prawdopodobnie wyższe niż uzgodniona z odbiorcami (spółką Exeltium) cena sprzedaży na poziomie 42 EUR/MWh.



**Fot. 1.** Nowy blok nr 3 w EJ Flamanville, budowany w oparciu o mechanizm Exeltium (fot. jeanguyane, CC BY-NC-ND 2.0)

**Photo 1.** The new unit no. 3 in Flamanville NPP under construction, financed thanks to the Exeltium model (credit: jeanguyane, CC BY-NC-ND 2.0)

Po pierwsze, budowa ma bardzo poważne opóźnienie i przekroczenie pierwotnego kosztorysu. Gdy w połowie 2014 r. zarząd EDF podejmował decyzję o realizacji inwestycji, nakłady szacowane były na 3,3 mld EUR<sub>2005</sub>, a jednostkowe koszty wytwarzania na 46 EUR<sub>2005</sub>/MWh (czyli 53,7 EUR<sub>2014</sub>/MWh). Budowa rozpoczęła się („pierwszy beton”) w grudniu 2007 r., a rozruch miał się zakończyć w maju 2012 r. W listopadzie 2014 r. EDF poinformował, że blok zostanie uruchomiony pod koniec 2018 r., a łączne nakłady wyniosą 10,5 mld EUR<sup>8</sup>. A zatem jeszcze przed wzrostem kosztów inwestycji jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej był wyższy niż cena sprzedaży ostatecznie uzgodniona z firmą Exeltium.

Po drugie, w raporcie OECD z 2015 r. na temat kosztów wytwarzania energii z różnych źródeł na świecie znajdują się dane na temat kosztów produk-

<sup>7</sup> ARENH – skrót od *L'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique*. Zgodnie z tą zasadą EDF musi sprzedawać spółkom obrotu 25% wyprodukowanej przez siebie energii elektrycznej po cenie określonej w taryfie ustalonej przez francuski urząd regulacji energetyki CRE, a nie po cenie z rynku hurtowego.

<sup>8</sup> Brak informacji na temat roku cen oraz czy są to nakłady w cenach stałych, czy cenach bieżących.

cji energii (LCOE<sup>9</sup>) we francuskich blokach EPR, które mają być uruchamiane seryjnie po 2030 r.<sup>10</sup>, a zatem przy założeniu niższych nakładów inwestycyjnych niż w przypadku prototypowego (FOAK<sup>11</sup>) – co potwierdza również informacja o nakładach *overnight*<sup>12</sup> dla tych bloków na poziomie 5,067 mln USD<sub>2013</sub>/MW, czyli 3,806 mln EUR<sub>2014</sub>/MW. Tymczasem nakłady *overnight* na Flamanville-3 według ostatnich szacunków EDF wyniosą 10,5 mld EUR za 1630 MW netto, czyli 6,442 mln EUR/MW. Dla referencyjnych bloków EPR (czyli znacznie tańszych niż Flamanville-3) w raporcie NEA podano LCOE na poziomie 49,98 USD<sub>2013</sub>/MWh (w najtańszym wariantcie z kosztem kapitału WACC = 3%), czyli 37,53 EUR<sub>2014</sub>/MWh. Wydaje się niemożliwe, aby blok o nakładach wyższych o ok. 70% i czasie budowy dłuższym o 4 lata (11 lat dla Flamanville-3 *versus* 7 lat założone w raporcie NEA) był w stanie utrzymać LCOE w okolicach 40 EUR/MWh, nie tylko z powodu samego wzrostu nakładów inwestycyjnych, ale także dramatycznie rosnących kosztów obsługi zadłużenia IDC, spowodowanych kilkuletnim opóźnieniem w realizacji inwestycji. Dane zawarte w raporcie NEA są wiarygodne, gdyż wśród autorów publikacji znajdują się oficjalnie delegowani pracownicy EDF-u, Arevy, CEA i rządu francuskiego<sup>13</sup>.

Natomiast z punktu widzenia odbiorców model Exeltium póki co się nie sprawdził. Odbiorcy musieli zgromadzić duże środki na przedpłatę za zakup energii po cenie co prawda indeksowanej w stosunku do ceny na rynku hurtowym, ale jednak nie niższej. Nie osiągnęli żadnej premii z tytułu poniesienia dużych kosztów początkowych i zakupu znacznego wolumenu z góry (*up-front costs*). W perspektywie krótkoterminowej bardziej opłacałoby się kupować na bieżąco małe wolumeny energii na rynku po cenie sztucznie zaniżonej. **Jednakże ta negatywna ocena może ulec diametralnej zmianie**, jeżeli w średniej i długiej perspektywie dojdzie do zmian w funkcjonowaniu francuskiego rynku energii. Obecnie wdrażany tam model rynku mocy jest próbą napra-

wy sytuacji, w której ceny hurtowe oderwane są od kosztów wytwarzania nawet najtańszych Jednostek Wytwórczych (JW). Niskie ceny, utrzymujące się pomimo stopniowo zmniejszającej się rezerwy mocy w systemie oraz starzejącego się majątku wytwórczego i konieczności przeprowadzenia dużych remontów, powodują zaburzenie sygnałów dla inwestorów i stwarzają ryzyko braku mocy w systemie. Model Exeltium może stanowić dobre zabezpieczenie dla odbiorców przed koniecznością ponoszenia wysokich opłat na rzecz rynku mocy, które mają w pełni zrekompensować wytwórcom różnicę między hurtową ceną energii, a kosztami wytwarzania (w praktyce kosztami zmiennymi JW, zjawisko *missing money*), ale mogą też doprowadzić do uzyskiwania przez wytwórców nieuzasadnionych przychodów (ang. *windfall profits*), oczywiście kosztem odbiorców.

W tym miejscu należy zadać pytanie o możliwość wdrożenia rozwiązania podobnego do Exeltium w Polsce, w kontekście budowy pierwszej elektrowni jądrowej. Zdaniem Autorów byłoby to możliwe, ale doświadczenia francuskie wskazują, że model ten tylko częściowo spełnia swoją rolę. Jego główną słabością jest konstrukcja w oparciu o rynek energii, a ten z kolei jest bardzo mocno regulowany przez Komisję Europejską. Biorąc pod uwagę nowy projekt zmian w funkcjonowaniu europejskich rynków energii ogłoszony 30 listopada 2016 r. (tzw. Pakiet Zimowy) istnieje duże ryzyko, że KE mogłaby zaingerować w „polskie Exeltium” jeszcze bardziej niż w przypadku jego francuskiego pierwowzoru. Ponadto są też inne, choć znacznie mniej istotne, przeszkody na drodze do skopiowania Exeltium w Polsce:

1) Inna skala inwestycji, wpływ na rynek energii i konieczność osobnych uzgodnień z Komisją Europejską – blok we Flamanville to „zaledwie” 1630 MW netto, tymczasem pierwsza EJ przewidziana w ramach *Programu polskiej energetyki jądrowej* (PPEJ) to około 3000 MW netto, niemal dwa razy więcej. Elektrownia jądrowa o takiej mocy będzie produkowała rocznie ok. 23,65 TWh energii elektrycznej, co może wzbudzić zastrzeżenia Komisji Europejskiej (ze względu na znaczny wpływ na rynek energii) i spowodować konieczność otwarcia procedury uzgodnień z KE – podobnych, jak w przypadku Exeltium we Francji. Warto tu też zauważyć, że polski rynek energii w 2030 r. będzie około 2,5-krotnie mniejszy od francuskiego, zatem jedna EJ o takiej mocy będzie miała na niego potencjalnie większy wpływ niż blok Flamanville-3 na rynek francuski. Należy też dodać, że francuscy udziałowcy Exeltium kupują za pośrednictwem tej spółki tylko 1/3 zużywanej przez siebie energii elektrycznej. Z drugiej strony można jednak założyć, że poprzez Exeltium

<sup>9</sup> LCOE – **L**evelised **C**ost **O**f **E**lectricity, w wolnym tłumaczeniu uśredniony jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej. Pojęcie LCOE jest szeroko wykorzystywane w literaturze zachodniej do porównań źródeł energii.

<sup>10</sup> *Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition*, IEA-NEA OECD, Paryż 2015, s. 41, 49

<sup>11</sup> FOAK – **F**irst-**O**f-**A**-**K**ind, pierwszy z danego typu (modelu) bloków energetycznych. Rozróżnia się FOAK dla danego modelu reaktora w ogóle, oraz FOAK dla danego modelu reaktora w konkretnym kraju.

<sup>12</sup> *Overnight* – nakłady inwestycyjne bez kosztów IDC, objaśnionych wcześniej.

<sup>13</sup> Dane liczbowe prezentowane w tym akapicie pochodzą ze strony WNA (<http://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/france.aspx>) oraz z raportu IEA: *Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition*, IEA-NEA OECD, Paryż 2015. Ceny zostały zindeksowane na bazie danych Eurostat-u.

sfinansowano by tylko część planowanej inwestycji (np. 1 blok). Te wszystkie różnice z pewnością nie ujdą uwadze Komisji Europejskiej, choć – jak widać na przykładzie gazociągu OPAL – Komisja posiada zdolność zawieszania funkcjonowania prawa unijnego w przypadku inwestycji o znaczeniu geopolitycznym. Polski rząd mógłby zawioskować o podobne preferencje dla naszych elektrowni jądrowych.

- 2) Brak stabilnego otoczenia regulacyjnego, zarówno na poziomie krajowym, jak i europejskim. Niestabilne otoczenie na poziomie UE to przede wszystkim brak jasnej wizji co do przyszłego kształtu rynku energii w UE i brak jednej spójnej polityki przemysłowej. Wydaje się jednak, że w ostatnich miesiącach, wraz z ogłoszeniem projektu nowych aktów prawnych związanych z tzw. Pakietem Zimowym, otoczenie regulacyjne zaczyna zmierzać w przewidywalnym i jasno określonym kierunku. Nowe rozporządzenia i dyrektywy dotyczące rynku energii oraz próba synchronizacji krajowych polityk energetycznych będą stabilizować chaotyczne dotąd działania Komisji Europejskiej, które były jedynie reakcją na naciski państw członkowskich w celu naprawienia źle działających rynków energii. Problemem nadal pozostają niepewne prognozy dotyczące cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, regulacje środowiskowe dotyczące emisji zanieczyszczeń (choć ich kierunek jest jasny i przewidywalny, niepewność dotyczy jedynie skali dalszych ograniczeń i momentu ich wprowadzenia) i polityka w zakresie dotowania OZE. Natomiast na poziomie krajowym brakuje przede wszystkim konsekwentnie realizowanej przez kolejne rządy polityki energetycznej, która jednocześnie mogłaby choć w części kompensować niestabilne otoczenie na poziomie unijnym. Wydaje się, że ten problem znacznie niedługo zanikać na skutek działań samej Komisji Europejskiej, która poprzez Pakiet Zimowy wymusi na państwach, w tym na Polsce, ustalenie bardzo szczegółowej polityki energetycznej, która będzie musiała w jakimś stopniu być kompatybilna z polityką klimatyczną UE i której nie będzie można drastycznie zmieniać co kilka lat. Realizacja takiej polityki energetycznej przez kolejne rządy będzie stale monitorowana. Każdy zapis w takim dokumencie będzie podlegał konsultacjom z innymi państwami UE oraz z Komisją Europejską.
- 3) Brak zaufania odbiorców energii do państwa – jest to generalny problem, który dotyczy zwłaszcza prywatnych podmiotów i ma swoje źródło

w chaotycznej polityce gospodarczej (a w zasadzie braku spójnej i konsekwentnie realizowanej przez kolejne rządy polityki gospodarczej) ostatnich 25 lat. Wyraża się on szczególnie w braku zaufania inwestorów do organów władzy państwowej (zwłaszcza organów podatkowych), zupełnie odwrotnie niż w takich państwach jak Francja, Wielka Brytania czy Finlandia. Ewentualne wdrożenie modelu Exeltium w Polsce wymagałoby nie tylko długich negocjacji z odbiorcami energii, ale także zawarcia szeregu umów ze Skarbem Państwa, które będą zabezpieczały interesy odbiorców (zarówno prywatnych, jak i tych kontrolowanych przez Skarb Państwa) przed ewentualnymi przyszłymi decyzjami politycznymi, które mogłyby mieć negatywny wpływ na przedsięwzięcie, na przykład politycznie i ideologicznie motywowanymi decyzjami o zakazie budowy i dalszej eksploatacji elektrowni jądrowych (*casus Austrii, Niemiec i Włoch*)<sup>14</sup>.

- 4) Do pewnego stopnia przeszkodą mogą być także, uznawane za relatywnie wysokie, skumulowane nakłady inwestycyjne, szacowane na 40-60 mld zł na pierwszą polską EJ i prawdopodobnie 40-50 mld zł na kolejną<sup>15</sup>. Należy jednak zauważyć, że nie jest to kwota niemożliwa do zgromadzenia. W Polsce realizowane są inwestycje o podobnej, a nawet większej skali. Na przykład *Program Budowy Dróg Krajowych na lata 2011-2015* kosztował 82,8 mld zł, z czego ok. 50% stanowiły środki krajowe, w tym środki pochodzące z budżetu państwa, natomiast kolejny *Program Budowy Dróg Krajowych na lata 2014-2023 (z perspektywą do 2025 r.)* przewiduje nakłady inwestycyjne przekraczające 168 mld zł, przy czym ze środków krajowych,

<sup>14</sup> W Austrii w 1978 r. rząd podjął decyzję o wstrzymaniu rozruchu świeżo wybudowanej EJ Zwentendorf na skutek czysto politycznego referendum, którego celem było głównie wyrażenie wotum zaufania do rządu, podobnie było we Włoszech w czerwcu 2011 r. (referendum zorganizowane głównie w celu odwołania premiera Silvio Berlusconi). Z kolei w Niemczech decyzja o likwidacji energetyki jądrowej podjęta ostatecznie w marcu 2011 r. przez kanclerz Angelę Merkel również była pozbawiona podstaw z punktu widzenia gospodarki i bezpieczeństwa jądrowego, co przyznał na konferencji prasowej federalny minister środowiska Norbert Roettgen w maju 2011 r. Niemieckie przedsiębiorstwa eksploatujące EJ poniosły wielomiliardowe straty i zgłosiły do sądów roszczenia finansowe przeciwko rządowi.

<sup>15</sup> Nakłady przyjęto za „Programem polskiej energetyki jądrowej”. Autorzy przewidują, że druga EJ będzie tańsza w budowie zarówno na skutek zmniejszenia ryzyka towarzyszącego realizacji prac budowlanych (EPC), jak i dzięki mniejszemu kosztowi kapitału (tańsze finansowanie dzięki ograniczeniu różnych rodzajów ryzyka towarzyszącego pierwszej inwestycji, czyli FOAK). Założenie to potwierdza raport PwC sporządzony dla rządu brytyjskiego *The fleet effect: The economic benefits of adopting a fleet approach to nuclear new build in the UK*, PwC 2012.



w tym z budżetu państwa, wydane zostanie ponad 120 mld zł. W przypadku budowy elektrowni jądrowych wydatki z budżetu państwa nie są niezbędne, jednak niektóre zobowiązania mogą być gwarantowane przez Skarb Państwa. Udzielone gwarancje nie są wydatkami budżetu centralnego, ale mają wpływ na wysokość wielu wskaźników, w tym na deficyt sektora finansów publicznych. Jednakże w budżecie co roku przewidywana jest pewna pula środków na gwarancje i poręczenia, zatem ewentualne gwarantowanie zobowiązań związanych z inwestycjami jądrowymi wpisywałoby się w rozwiązania już istniejące i stosowane, nie obciążając dodatkowo budżetu państwa. Należy też zwrócić uwagę, że w przypadku programów budowy dróg i autostrad nakłady inwestycyjne ponoszone są w ciągu ok. 10 lat, natomiast w przypadku całego Programu Polskiej Energetyki Jądrowej (dwie EJ po 3000 MW każda) byłyby one rozłożone na 15-20 lat lub dłużej.

Podsumowując, wydaje się, że **mechanizm Exeltium, może być rozważany jako sposób finansowania PPEJ, ale raczej powinien on mieć charakter uzupełniający inny model lub modele.** Decyzja o jego ewentualnym wdrożeniu mogłaby zapaść po zakończeniu unijnego procesu legislacyjnego dotyczącego funkcjonowania rynków energii oraz po wejściu w życie ustawy o rynku mocy. **Do tego czasu należy jednak dokonać wyboru głównego sposobu finansowania PPEJ.**

Łukasz Sawicki,

– główny specjalista w Departamencie Energii Jądrowej Ministerstwa Energii, zajmuje się strategią Programu Polskiej Energetyki Jądrowej i zagadnieniami ekonomicznymi przemysłu jądrowego

dr Bożena Horbaczewska,

– adiunkt w Katedrze Ekonomii II Szkoły Głównej Handlowej, zajmuje się m.in. finansami przedsiębiorstw i rynkiem kapitałowym,  
Warszawa

#### Literatura:

- [1] France: electricity and heat for 2013, IEA/OECD [http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=FRANCE&product=electricity-andheat&year=2013]
- [2] http://www.exeltium.com/
- [3] http://www.societe.com/societe/exeltium-490299989.html
- [4] "Antitrust: EDF commitments to open French electricity market to competition made legally binding" [http://europa.eu/rapid/press-release\_IP-10-290\_en.htm?locale=en]
- [5] Streszczenie decyzji Komisji z dnia 17 marca 2010 r. dotyczącej postępowania przewidzianego w art. 102 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej oraz w art. 54 Porozumienia EOG (Sprawa COMP/39.386–Umowy długoterminowe Francja), C(2010) 1580 [http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1439992538223&uri=CELEX:52010XC0522%2801%29]
- [6] http://ec.europa.eu/competition/elojade/isef/case\_details.cfm?proc\_code=1\_39386Rating
- [7] Action: Moody's assigns ratings to Exeltium S.A.S., Global Credit Research - 14 Aug 2015, Moody's Investors Service [https://www.moody.com/research/Moodys-assigns-ratings-to-Exeltium-SAS--PR\_332169]
- [8] French Power Transaction Exeltium S.A.S. Senior Secured Debt Assigned 'BBB-' Rating, Standard&Poor's Global Credit Portal [http://www.exeltium.com/download/juin-2010-notation/]
- [9] France-Based Power Project Exeltium's Refinancing Debt Assigned Preliminary 'BBB' Rating; Outlook Stable, Standard&Poor's Ratings Services, April 22, 2015 [http://www.exeltium.com/download/public-rating-sp--refinancing--22042015/]
- [10] http://www.bloomberg.com/news/articles/2014-07-21/edf-cuts-power-prices-for-french-industry-s-biggest-users
- [11] Nuclear power in France, World Nuclear Association [http://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/france.aspx]
- [12] Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition, IEA-NEA OECD, Paryż 2015
- [13] https://clients.rte-france.com/lang/fr/clients\_consommateurs/services\_clients/dispositif\_arenh.jsp
- [14] http://www.gtreview.com/news/europe/frances-exeltium-gets-e1-4bn-refinancing/ CPI Inflation Calculator, US Department of Labor: http://www.bls.gov/data/inflation\_calculator.html
- [15] Program Budowy Dróg Krajowych na lata 2011-2015 [http://mib.gov.pl/2-program\_budowy\_drog\_krajowych.htm]
- [16] Program Budowy Dróg Krajowych na lata 2014-2023 (z perspektywą do 2025 r.) [http://mib.gov.pl/2-program\_budowy\_drog\_krajowych.htm]