

Wpływ światowego kryzysu finansowego na energetykę jądrową

Steve Thomas

Od czasu złotej ery połowy lat siedemdziesiątych nastąpił wyraźny spadek zainteresowania energetyką jądrową, ale wciąż na nowo pojawiają się zapowiedzi jej odrodzenia. Szczególnie zdecydowanie zaczęto promować „drugie wejście” energii jądrowej w latach 2002-03, pod popularnym hasłem „renesansu nuklearnego”.

Właśnie mija pięć lat od ogłoszenia „odrodzenia energii jądrowej”. Okazuje się jednak, że na najważniejszych rynkach, a więc w USA, Wielkiej Brytanii i we Włoszech brakuje obecnie nowych zamówień, że już przed wystąpieniem kryzysu finansowego i jego narastających skutków dla światowej gospodarki, pojawiły się wątpliwości, czy głoszone odrodzenie nie okaże się raczej kolejnym poronieniem... Z pewnością dla realizacji wielkich projektów inwestycyjnych kryzys finansowy będzie bardziej przeszkodą niż pomocą, ale czy jego wpływ na przyszłość odradzającej się energii jądrowej nie okaże się szczególnie destruktywny?

1. Finansowanie

Kryzys finansowy najbardziej oczywiście dotknął serce finansów, czyli system bankowy, co jest szczególnie istotne w kontekście zdolności kredytowej przedsiębiorstw energetycznych, jako niezbędnego warunku finansowania budowy elektrowni jądrowych. W sposób oczywisty jednym z następstw kryzysu finansowego stanie się większa nieufność banków, niechęć do ponoszenia ryzyka i jego ostrożniejsza wycena w stosowanych przez banki procedurach.

Elektrownie jądrowe, będące najbardziej kapitałochłonnym rodzajem produkcji energii elektrycznej, uchodzą jednocześnie na podstawie dotychczasowych doświadczeń za projekty najbardziej ryzykowne pod względem ekonomicznym. Jest więc oczywiste, że do czasu znalezienia sposobów, umożliwiających bankom zabezpieczenie się przed tym ryzykiem, wpływ ostatnich wydarzeń na perspektywę „odrodzenia energii jądrowej” będzie bardzo poważny. Zasadniczo możliwe są dwie opcje (przynajmniej częściowego) zabezpieczenia banku finansującego rozwój energetyki przed występującym ryzykiem: poprzez przerzucenie go na odbiorców energii elektrycznej lub uzyskanie gwarancji rządowych dla udzielonych kredytów.

1.1 Deregulacja

Dawniej, gdy produkcja energii była całkowicie regulowana przez państwo w ramach monopolu elektrycznego, uzyskanie dostępu do taniego finansowania budowy elektrowni jądrowych było dużo łatwiejsze, gdyż gwarantami udzielanych pożyczek byli faktycznie konsumenci energii elektrycznej. Gdy wzrastały koszty albo gdy uzyskiwane wyniki były gorsze od przewidywanych, gdy inne rozwiązania okazywały się tańsze albo gdy zbyt optymistycznie oszacowano zapotrzebowanie na energię elektryczną, właściciel elektrowni po prostu podnosił ceny energii, pokrywając w ten sposób dodatkowe koszty. Z chwilą, gdy takie zabezpieczenie stało się niemożliwe – bądź w następstwie wprowadzenia reguł konkurencji w sektorze energetycznym bądź, jak w USA pod koniec lat siedemdziesiątych, gdy regulator przestał godzić się na obciążanie odbiorców energii kosztami błędów popełnianych przez spółki - finansowanie stało się drażliwym tematem. W USA doprowadziło to do całkowitego wstrzymania a nawet wycofania się z już złożonych zamówień.

Energetyka jądrowa była zawsze obciążona pewnym ryzykiem ze względu na trudności w dotrzymaniu zakładanych terminów budowy i kosztów elektrowni jądrowych a jednocześnie wobec nie zawsze udanych doświadczeń z ich niezawodnością, jednak obecnie ryzyko to musi ponosić bezpośrednio spółka budująca elektrownię, co oznacza, że jeżeli ostatecznie nie odniesie ona sukcesu, podmioty finansujące inwestycję nie odzyskają wniesionych

pieniędzy. Dotychczas kilkakrotnie już okazało się, że nie jest to ryzyko tylko teoretyczne. W roku 2002 sprywatyzowana brytyjska spółka produkująca energię jądrową, British Energy, upadła pod ciężarem kosztów, przewyższających ceny hurtowe energii elektrycznej, po których miała ją sprzedawać w sieci. W tym przypadku rząd brytyjski zdecydował się uratować spółkę za pieniądze podatników i banki nie poniosły straty, lecz trudno spodziewać się, że będzie tak już zawsze.

Jedyny projekt tzw. generacji III+ (trzy plus), nad którym główne prace konstrukcyjne już sfinalizowano, Olkiluoto w Finlandii (patrz okienko), jest o 50 % droższy niż przewidywał budżet i opóźniony o trzy lata już po pierwszych trzech latach budowy. Inwestor, TVO, zakładał, że dzięki zawarciu umowy z wykonawcą „pod klucz” zabezpieczy się przed wzrostem kosztów inwestycji, jednak wcale nie wiadomo, czy kontrakt ostatecznie pozostanie w mocy (1). Większość kosztów z tytułu opóźnień w realizacji inwestycji poniesie i tak TVO – musi zapewnić zastępcze dostawy zakontraktowanej energii, zakupując je na skandynawskim hurtowym rynku energetycznym, którego potencjał jest ograniczony.

Załamanie cen uranu przyczyną zatrzymania Dominion.

Kopalnia uranu Dominion została zamknięta, być może nawet na stałe, ze względu na problemy z rozruchem oraz ostre spadki cen bieżących (spot) uranu. Kopalnia miała produkować ponad 4 mln funtów (1814 t) tlenku uranu rocznie. Uranium One, właściciel znajdującej się w Afryce Południowej kopalni ogłosił, że instalacja będzie utrzymywana w stanie „zadbanym i zakonserwowanym” (care and maintenance). Spółka wyjaśnia swoją decyzję w oparciu o trzy główne czynniki, które zniwelowały opłacalność projektu. Pierwszy z nich to „związany z inflacją wzrost kosztów projektu”, kolejny to „wolniejszy od oczekiwanego rozwój i wzrost produkcji uranu,” z kolei decydującym czynnikiem wydaje się być ostatnio spadek cen uranu. Obecnie dla Uranium One tańsze od wydobycia we własnych kopalniach może okazać się wywiązanie się z dostaw przez zakup uranu na rynku spotowym. Jednym z powodów ostrego spadku cen uranu w ostatnich tygodniach było, jak się wydaje, gwałtowne osłabienie rynku spekulacyjnego, gdy instytucje finansowe cierpiące na braki płynności zaczęły poszukiwać gotówki. Cena spot tlenku uranu osiągnęła historyczne maksimum 137 USD za funt w lipcu 2007 r., by następnie spaść do 75 USD w październiku br. Później cena wahała się z tendencją spadkową i od sierpnia br. przez kilka tygodni utrzymywała się poniżej 65 USD za funt. Po dramatycznym załamaniu w ciągu ostatnich sześciu tygodni, aktualna cena spot według Ux Consulting wynosi 44 USD za funt.

World Nuclear News, 22. października 2008 r.

Od czasu uwolnienia rynku w Skandynawii w końcu lat dziewięćdziesiątych powstała marginalna liczba inwestycji nowej generacji, a suche zimy, które ograniczyły dostępność energii wodnej, doprowadziły do znaczących (nawet sześciokrotnych) wzrostów rynkowych cen energii. Dlatego w okresie 2009-2012, kiedy elektrownia Olkiluoto według planu miałyby już wytwarzać 12 TWh rocznie, właściciele będą musieli zakupić tę energię na wolnym rynku, zakładając, że taka ilość energii będzie w ogóle dostępna.

Udziałowcami TVO są jej klienci, czyli branże zużywające wielkie ilości energii, m. in. przemysł papierniczy i chemiczny, dla których zakupy energii to ważna, czasem wręcz najważniejsza pozycja ich kosztów. Jeśli przedsiębiorstwa, tworzące TVO, nie chcą doprowadzić do upadku spółki, ich pierwszym priorytetem musi stać się zabezpieczenie kosztów energii na poziomie na tyle niskim, aby nie stały się one niekonkurencyjne. Nie trudno wyobrazić sobie, że przedsiębiorstwo, które miałyby słabsze zaplecze finansowe i mniej pewnych odbiorców niż TVO, zapewne upadłoby pod ciężarem takich kosztów i opóźnień. Jeżeli będzie się utrzymywała eskalacja kosztów budowy, być może nie udźwignie tego także i TVO. Dla przemysłu jądrowego oznaczałoby to finansowy odpowiednik katastrofy w Czarnobylu i - być może na całe dekady – odcięcie od możliwości finansowania projektów energetycznych z komercyjnych środków.

Duke Energy zapowiada wyższe koszty budowy elektrowni jądrowej Lee III.

Spółka Duke, przedkładając stanowej Komisji ds. Przedsiębiorstw Energetycznych w Północnej Karolinie (North Carolina Utilities Commission - NCUC) zintegrowany plan zasobów (Integrated Resource Plan - IRP) na rok 2008, stwierdziła, że przewidywany koszt budowy elektrowni wyniesie około 11 mld USD (8,8 mld Euro), czyli około dwukrotnie przekroczy pierwotne założenia; nie uwzględniono przy tym kosztów finansowania i inflacji. W roku 2005 spółka oczekiwała, że koszt budowy Lee wyniesie od 4 do 6 mld USD. Obecnie po raz pierwszy zrewidowano dotychczasowe dane. Duke poinformowała NCUC, że "nie zakończyła prac inżynierskich, przetargów ani kontraktów wykonawczych na budowę elektrowni jądrowej Lee Nuclear Station" oraz że „przedłożona kalkulacja może ulec zmianie ze względu na liczne czynniki, wpływające na globalne rynki branży energetycznej. "Spółka Duke pod koniec roku 2007 złożyła do Komisji Dozoru Jądrowego Stanów Zjednoczonych (US Nuclear Regulatory Commission, NRC) kompleksowy wniosek o udzielenie licencji na budowę i eksploatację (construction and operation license, COL) planowanej elektrowni Lee. Wniosek COL przewidywał zastosowanie dwóch reaktorów typu PWR firmy Westinghouse AP1000, o łącznej mocy 2234 MWe. Duke spodziewa się uzyskać licencję COL dla elektrowni Lee na początku 2012 roku. Elektrownia Lee miałyby zostać włączona do sieci w latach 2016-18, oczywiście pod warunkiem, że spółka nie zrezygnuje z tego projektu.

World Nuclear News, 7 listopad 2008 r.

1.2. Gwarancje rządowe

Już zanim nastąpił kryzys finansowy poważną barierą rozwojową dla projektów energetyki jądrowej stanowiły dodatkowe koszty z tytułu ryzyka. Dlatego na samej górze listy życzeń, z jakimi przedsiębiorstwa występowały do swoich rządów, znajdowały się gwarancje rządowe, które pozwalały przerzucić ryzyko na podatników. Jednym z czynników, który umożliwił realizację finansowania kontraktu Olkiluoto, były gwarancje kredytu eksportowego udzielone przez rządy francuski i szwedzki, dzięki czemu oprocentowanie pożyczek można było sprowadzić do niskiego poziomu 2,6%. Kiedy zostały udzielone, gwarancje te uznawano za szokująco wysokie, ale w porównaniu z obecnymi żądaniami przedsiębiorstw amerykańskich wydają się one skromne.

W USA Kongres zatwierdził gwarancje federalne w wysokości 18,5 mld USD na zabezpieczenie pożyczek dla nowych instalacji jądrowych w latach 2008/09 (2). Ta część bushowskiej inicjatywy jądrowej "Nuclear Power 2010" była oparta na założeniu, że przyznanie federalnych subwencji i gwarancji pierwszej, wybranej grupie nowych inwestycji, przełamie istniejące bariery i zwiększy napływ zamówień, że doprowadzi do zawarcia nowych, już nie subwencionowanych kontraktów. Wprawdzie przedsiębiorstwa były skłonne ustawiać się w kolejce po pomoc rządową, w wyniku czego obecnie ok. 30-40 instalacji znajduje się na różnych etapach projektowania, ale coraz bardziej prawdopodobne staje się też i to, że bez takich subwencji nowe zamówienia nie nadejdą.

Jeżeli nowej administracji amerykańskiej będzie zależało na tym, aby tych 30-40 reaktorów z kolejki po wsparcie federalne rzeczywiście powstało, to tych 18,5 mld USD na długo nie wystarczy. Jeżeli założymy, że nowa instalacja kosztuje w granicach 7-9 mld USD, a przemysł oczekuje, aby gwarancje federalne obejmowały w 80% koszty pożyczek, potrzebny byłby fundusz kredytowy o wartości ponad 250 mld USD. Do października 2008 roku 17 spółek energetycznych złożyło wnioski o gwarancje federalne na łączną kwotę 122 mld USD (3).

Oczekiwano także, że rządy Francji i Japonii zaoferują gwarancje kredytowe dla instalacji dostarczanych przez przedsiębiorstwa z ich krajów (4). Areva NP jest kontrolowana przez francuskie interesy, w rzeczywistości jej większościovym właścicielem jest państwo francuskie. W sprawozdaniach Areva NP była przedstawiana jako beneficjent wsparcia francuskiej organizacji zapewniającej gwarancje dla kredytów eksportowych w zakresie zamówień dla jej instalacji lokalizowanych w Afryce Południowej. Co do rządu japońskiego, to jego zamiary są nieznanne. Mimo realizacji szeroko zakrojonego programu jądrowego w Japonii, dopiero teraz japońscy dostawcy ubiegają się o zlecenia z zagranicy.

Mitsubishi ma własny projekt reaktora, podczas gdy Hitachi korzysta z projektów GE. Westinghouse, chociaż mocno obecny w USA, jest dziś własnością Toshiba, która również oferuje model GE.

Podatnicy we Francji i Japonii mogli zaakceptować udzielenie gwarancji na jedno zamówienie w rodzaju Olkiluoto, gdyż miało to otworzyć rynek dla rozwoju francuskiego eksportu. Jednak jeśli takie gwarancje miałyby stać się regułą dla wszystkich realizowanych inwestycji, z punktu widzenia podatników byłoby to wystawienie energetyce jądrowej czeku *in blanco*, w dodatku w warunkach ogromnego ryzyka, jeśli Olkiluoto zakończy się niepowodzeniem.

Odnosnie do zamówień amerykańskich, jeśli opinia publiczna nadal przyczyn krzyżu finansowego będzie upatrywać w niepowodzeniach banków USA, to pomysł, by zagraniczne banki wspierały amerykańskie instytucje finansowe, które znów miałyby podejmować ryzykowne inwestycje, będzie jeszcze bardziej niepopularny.

Tę sprawę nowa administracja Obamy będzie musiała rozpatrzyć w trybie pilnym. Rząd USA ma, jak się wydaje, trzy wyjścia: zrezygnować z dotychczasowego programu, co łatwiej wykonać nowej administracji na początku jej urzędowania, nawet jeśli wymagałoby to konfrontacji z opozycją tych, którzy zamierzali czerpać zyski z zamówień na instalacje jądrowe; zbudować 3-4 „symbolicznych” Instalacji i mieć nadzieję, że nie będzie to niewypał; albo poddać się i spełnić żądania przemysłu jądrowego, wymagającego poparcia dla wystawienia czeku *in blanco*.

W innych krajach, szczególnie w Wielkiej Brytanii, rząd jeszcze nie podjął wyzwania dotyczącego konieczności gwarantowania kredytów, jeśli miałyby dojść do realizacji zamówień.

Czym innym jest dla podatnika presja na rzecz udostępnienia kwot ratujących globalny system bankowy, a czymś zupełnie innym - angażowanie na takim poziomie jego pieniędzy, tylko po to, aby zbudować elektrownie atomowe, w sytuacji, gdy istnieją alternatywy poza energią jądrową, nie wymagające tak wielkiej pomocy. Opozycja opinii publicznej wobec rządowego programu 700 mld USD na ratowanie sektora bankowego pokazała, że obywatele nie są gotowi ryzykować swoich pieniędzy, wydając je na jakieś wydumane koncepcje polityczne.

2. Koszty budowy instalacji jądrowych

2.1 Wycena kosztów

Eskalacja prognozowanych kosztów inwestycji była jednym z najbardziej dezorientujących aspektów dyskusji na temat energetyki jądrowej w ostatnich latach, jeszcze zanim jakkolwiek nowy obiekt został zbudowany. W końcu lat dziewięćdziesiątych liczbę 1000 USD/kW (czyli elektrownia o mocy 1000 MW kosztowałaby 1mld USD) uznawano w branży za realistyczny koszt projektowanych w tamtym okresie obiektów generacji III+. Wielu innych obserwatorów uznawało te liczby raczej za kierunkowy cel niż za realistyczną prognozę. Kiedy więc rozstrzygnięto pierwszy przetarg na elektrownię generacji III+ w Olkiluoto w roku 2004, wartość umowy rzędu 3 mld USD, tj. 3000 USD/kW (a więc trzykrotnie więcej, niż prognozował przemysł jądrowy) nie była zaskoczeniem dla doświadczonych obserwatorów branży. Projekt uznano za „loss-leader”, chociaż to dostawca miał płacić za wszelkie przekroczenia kosztów; oczekiwano, że był to co najmniej realistyczny rząd wielkości.

Aktualne wyceny kosztów budowy elektrowni jądrowych			
Podmiot	Instalacja	Szacowany koszt (\$/kW)	Data
Duke Power (5)	Lee (AP-1000)	4700	Listopad 2008
Progress Energy/Harris (6)	Harris (AP-1000)	4000	Październik 2008
Standard & Poors (7)	nie dot.	3000-5000	Październik 2008

E.ON (8)	nie dot.	6000	Maj 2008
Florida Power & Light (9)	Turkey Point	5400-7900	Luty 2008

Obecnie wiadomo już, że prace na budowie posuwają się bardzo powoli i że projekt o 50% przekroczył budżet oraz jest opóźniony o 3 lata w stosunku do harmonogramu. Oczekuje się także dalszego wzrostu kosztów. Nawet bardzo wielkie koncerny, jak udziałowcy Areva NP (tj. Areva i Siemens) nie przełkną łatwo strat w takiej skali, w szczególności bez poważnych reperkusji ze strony akcjonariuszy.

Na ile przekroczenia kosztów są wynikiem problemów wykonawczych a na ile spowodowało je niedoszacowanie ceny kontraktu, tego prawdopodobnie nigdy się nie dowiemy. Areva, dążąc do przeliczenia tych kosztów na TVO, będzie miała silną motywację, aby jako powód trudności podawać problemy związane z budową.

Jednak ceny nadal gwałtownie rosną, także po podaniu do wiadomości publicznej ceny Olkiluoto. W roku 2008 wycena przez różne źródła kosztów wykonania jednostki generacji III+ wypadła na poziomie 4000-6000 USD/kW, czyli dwukrotnie przewyższającą cenę dla Olkiluoto i często podwajająca szacunki wykonywane przez te same zakłady rok czy dwa wcześniej. Prognozowane koszty nie zostały wyliczone przez aktywistów z ruchów przeciwników energii jądrowej, ani nie kierowano się przy tym motywami, które prowadziłyby do ich zawyżania - podały je szacowne organizacje, czyli doświadczone przedsiębiorstwa energetyki jądrowej i instytucje finansowe w rodzaju Standards & Poors.

Ten wzrost można tłumaczyć na wiele różnych sposobów (10). W szczególności wymienia się wśród nich:

- gwałtowny wzrost cen towarów (commodities), napędzany chińskim popytem, co spowodowało wzrost kosztów wszystkich rodzajów elektrowni, lecz szczególnie dotknęło branżę jądrową, ze względu na skalę jej obiektów;
- brak zaplecza produkcyjnego, co powoduje, że przedsiębiorstwa mające nadzieję na budowanie elektrowni jądrowych rezerwują opcje na produkcję komponentów jak np. zbiorniki ciśnieniowe;
- ograniczone zasoby niezbędnych umiejętności w dziedzinie budowy obiektów jądrowych, gdyż potencjał ludzki w dziedzinie techniki jądrowej starzeje się i nie jest zastępowany przez nowych, młodszych specjalistów;
- większa świadomość wśród przedsiębiorstw, w szczególności na podstawie doświadczeń z Olkiluoto, że jeśli dokonywane przez nie szacunki okażą się niedokładne, to będzie to miało dla zainteresowanych poważne reperkusje finansowe.

Jeżeli recesja spowodowana przez kryzys finansowy okaże się dotkliwa, ceny towarów (w tym paliw kopalnych) mogą wyraźnie spadać i można będzie zweryfikować wzrost szacowanych kosztów instalacji jądrowych. Przyczyni się ona także, choć w mniejszym zakresie, do zredukowania cen elektrowni innych rodzajów. Są jednak inne czynniki, na złagodzenie których kryzys finansowy nie wpłynie. Ze względu na to, że aktualne koszty szacuje się na podstawie bardzo ograniczonego doświadczenia wykonawczego i że plany kosztów konstruowane w przeszłości powodowały w praktyce znaczące przekroczenia, kwota 6000 USD/kW może okazać się jeszcze za niska.

2.2 Zawieranie kontraktów “pod klucz”

Ważny element zabezpieczenia przed ryzykiem finansowym, jakim miała być oferta kontraktu „pod klucz”, przyczynił się na równi z gwarancjami udzielonymi przez rządy Francji i Szwecji do wygrania przez Areva NP przetargu na Olkiluoto. Było jednak zaskoczeniem to, że Areva NP tak desperacko pragnęła uzyskać zamówienie, że zgodziła się na poniesienie ogromnych kosztów ryzyka finansowego, jakie wiążą się z zawarciem kontraktu pod klucz. Dotychczas na takie instalacje (w przeciwieństwie do zamówień indywidualnych komponentów) prawdziwych kontraktów pod klucz było bardzo niewiele (jeśli w ogóle) od

czasu słynnych 12 kontraktów tego typu, które miały ożywić komercyjne zamówienia w USA w latach 1964-66 (11). W ramach tych kontraktów dostawcy stracili wprawdzie znaczne pieniądze, ale udało się osiągnąć jeden z zamierzonych celów, czyli przekonać przedsiębiorstwa energetyczne, że energia jądrowa jest tylko nieznacznie większym wyzwaniem niż, powiedzmy, energetyka oparta na węglu i że można z niej korzystać bezpiecznie na podstawie sprawdzonej technologii.

Kontrakty pod klucz są w przypadku energii jądrowej dużo bardziej ryzykowne, niż w przypadku innych typów elektrowni, ze względu na tak duży zakres prac inżynierskich i wykonawczych, związanych bezpośrednio z samą lokalizacją obiektu, czyli proces, który zawsze trudno kontrolować. Niełatwo jest także dostawcy kontrolować jakość wykonania w przypadku wielkiej liczby biorących udział w realizacji kontrahentów.

Agencja Standard & Poors w ostatnio opublikowanym raporcie jasno stwierdza, że kontrakty pod klucz nie będą w ofercie (12).

Fińska elektrownia jądrowa Olkiluoto

Realizacja projektu budowy elektrowni jądrowej w Olkiluoto, w Finlandii, to seria wszelkich możliwych niepowodzeń, które całkowicie wyrzuciły kalkulacje ekonomiczne nowej inwestycji. Przykład Olkiluoto dowodzi, że możliwe jest nawarstwianie się problemów wynikających z opóźnień robót wykonawczych, spowodowanych przekroczeniem kosztów i przyznawaniem ukrytych subwencji. Licencja na budowę Olkiluoto została wydana w lutym 2005 r., prace na budowie rozpoczęto latem tego samego roku. Ponieważ po raz pierwszy po zliberalizowaniu rynku energii przewidziano realizację zamówienia na reaktor, projekt miał stać się dowodem na opłacalność energii jądrowej także w warunkach wolnego rynku energii, świadectwem udoskonaleń nowych rozwiązań. Pragnąc otrzymać kontrakt, spółka Areva NP zaproponowała ograniczenie ryzyka po stronie zamawiającego przez zawarcie umowy wykonania "pod klucz", czyli przyjęcia w umowie stałej ceny, ustalonej przed rozpoczęciem wykonania kontraktu, którą zapłaci przedsiębiorstwo energetyczne (TVO) bez uwzględnienia ewentualnego przyszłego wzrostu kosztów. Kontrakt przewidywał możliwość naliczania kar umownych w przypadku opóźnienia wykonania inwestycji. Zgodnie z harmonogramem miała ona zostać zrealizowana w ciągu 48 miesięcy licząc od rozpoczęcia prac betonowych do pierwszej krytyczności.

Finansowanie

Europejska Federacja Odnawialnych Źródeł Energii (European Renewable Energies Federation - EREF) oraz francuski Greenpeace złożyły w grudniu 2004 r. zażalenie do Komisji Europejskiej, twierdząc, że konstrukcja finansowa projektu jest sprzeczna z przepisami Unii Europejskiej w sprawie pomocy publicznej. Liderem konsorcjum udzielającego kredytu w wysokości 1,95 mld Euro, czyli ponad 60% sumy kosztów, przy stopie procentowej 2,6%, był bank Bayerische Landesbank (którego właścicielem jest Bawaria - niemiecki kraj związkowy). Z kolei gwarancji kredytowych na poziomie 610 mln Euro na dostawy Areva NP udzielił francuska organizacja gwarancyjna kredytów eksportowych Coface, a szwedzka agencja promocji eksportu SEK przyznała 110 mln Euro. W październiku 2006 roku Komisja Europejska ostatecznie ogłosiła, że prowadzi kontrolę roli Coface. Następnie stwierdziła, co przyjęto z pewnym zaskoczeniem, że udzielone gwarancje nie stanowiły niedopuszczalnej pomocy publicznej. Mimo to jest oczywiste, że model finansowania Olkiluoto opiera się głównie na pomocy państwa, co dla wielu projektów inwestycyjnych jest rozwiązaniem niedostępnym. Także odsetki kredytowe są zdecydowanie odległe od poziomu, którego należałoby oczekiwać w przypadku inwestycji tak ryzykownej pod względem ekonomicznym.

Problemy wykonawcze

W sierpniu 2005 roku rozpoczęły się pierwsze roboty betonowe. We wrześniu 2005 zastrzeżenia do wytrzymałości i szczelności betonu spowodowały opóźnienie prac. W lutym 2006 opóźnienie robót wykonawczych wynosiło 6 miesięcy w stosunku do harmonogramu, po części z powodu problemów z betonem, a po części problemów z oceną jakości spoin wykonywanych w zbiornikach ciśnieniowych, co opóźniło prace nad szczegółowymi pracami inżynierskimi. W lipcu 2006 roku firma TVO przyznała, że opóźnienie projektu przekracza rok a fiński regulator, STUK, opublikował raport ujawniający problemy kontroli jakości. We wrześniu 2006 problemy Arevy stawały się coraz poważniejsze. Podając wyniki za pierwsze sześć miesięcy roku 2006 Areva wykazała rezerwę utworzoną z 300 mln Euro zysku operacyjnego na działalności w przemyśle jądrowym na pokrycie dotychczasowych i przyszłych kosztów Olkiluoto. Ujawniono również wymiar kar umownych z tytułu opóźnień wykonawczych. Kara umowna dla spółki Areva wynosiła 0.2% całkowitej wartości kontraktu za każdy tydzień opóźnienia (po

1 maja 2009) za pierwszych 26 tygodni oraz 0.1% za każdy tydzień, jeśli opóźnienie będzie się utrzymywało. Kontrakt ograniczał wysokość kary umownej do 10% tj. około 300 mln Euro. W grudniu 2006 roku, czyli już po pierwszych 16 miesiącach prowadzenia prac, Areva ogłosiła, że opóźnienie budowy reaktora wynosi 18 miesięcy w stosunku do harmonogramu, co oznacza, że na pewno będzie musiała zapłacić karę umowną w pełnej wysokości. W końcu 2007 roku przekroczenie kosztów szacowano na 1,5 mld Euro, a w październiku 2008 przewidywane opóźnienie było jeszcze większe, gdyż oceniano je na trzy lata. Stosunki między Areva NP i TVO są bliskie zerwania; Areva NP deklaruje, że zamierza odstąpić od kontraktu „pod klucz”, podnosząc zarzut niewywiązania się przez TVO ze swojej części transakcji. Aktualnie spore jest prawdopodobieństwo, że sprawa znajdzie epilog w sądzie.

Wnioski

Skala i intensywność problemów projektu Olkiluoto zaskoczyły nawet sceptyków. Pozostaje tylko czekać, jak zostaną one rozwiązane, jak duże okażą się ostatecznie opóźnienia i jak dalece wpłynię to na zawyżenie kosztów (czy to po stronie Areva czy TVO). Tak czy inaczej, wynika stąd cały szereg wniosków na przyszłość:

- przyjęty w kontrakcie poziom 2000 Euro/kW, nie będąc - zgodnie z charakterem kontraktu pod klucz – wielkością kosztorysową, okaże się prawdopodobnie mocno nieoszacowany;
- w przetargach na zliberalizowanych rynkach energetycznych można stosować kontrakty „pod klucz”. Regulator może też wprowadzić ograniczenia poziomu zwrotu kosztów budowy instalacji jądrowych, co miałyby ten sam skutek. Z kolei w świetle doświadczeń projektu Olkiluoto powstaje poważne pytanie, czy oferenci będą gotowi ponosić ryzyko z tytułu przekroczenia kosztów.
- Powodzenie realizacji budowy instalacji jądrowej zależy w znacznej mierze od szczególnych umiejętności i wiedzy. Brak doświadczenia w realizacji projektów wykonawczych instalacji jądrowych może oznaczać, że będzie to warunek najtrudniejszy do spełnienia.

Organy regulacyjne nadzorujące zarówno bezpieczeństwo jak i rachunek ekonomiczny stają dziś wobec poważnych wyzwań. Fiński regulator nadzorujący bezpieczeństwo instalacji nie składał zamówień na nowe reaktory od ponad 30 lat i nie ma doświadczenia w ocenie obiektów wykorzystujących zupełnie nowe rozwiązania.

3. Konkurencyjność i popyt na energię jądrową

Energia jądrowa jest tylko jednym z możliwych sposobów zaspokojenia popytu na energię elektryczną, więc jeśli będzie niekonkurencyjna lub gdy poziom popytu nie usprawiedliwi jej kosztów, to w dalszej przyszłości elektrownie jądrowe nie będą budowane. Cofając się o trzydzieści lat przypomnijmy, że z wielu projektów w USA zrezygnowano, gdy okazało się, że albo zapotrzebowanie nie gwarantuje ich opłacalności, albo zaspokojenie zapotrzebowania wymaga poniesienia zaporowych kosztów.

3.1 Konkurencyjność

Chociaż szacowane koszty na przestrzeni ostatnich trzech lat gwałtownie rosły, jakoś nie ostudziły entuzjastycznego stosunku rządów do energii jądrowej. Można to tłumaczyć szybkim wzrostem cen surowców kopalnych i niepewnością na rynkach tych surowców. W roku 1975, po pierwszym kryzysie naftowym, sama myśl o tym, że surowce kopalne znowu stanowią, wydawała się nie do pojęcia. A teraz, mimo że rynki surowcowe są dalekie od doskonałości, jednak dostosowują się do zmian i jesienią 2008 roku ich reakcja była już oczywista. Wysokie ceny ropy szybko prowadzą do recesji, a kryzys finansowy raczej pogłębi ten proces. To zredukuje doraźny popyt na energię, gdyż zmaleje aktywność gospodarcza. W dłuższej perspektywie odpowiedź ze strony popytu i podaży będzie bardziej znacząca. Wyraźną tego ilustracją jest sprzedaż nowych samochodów, po raz pierwszy od trzydziestu lat znów uwarunkowana przez zużycie paliwa. Po stronie podaży wyższe stopy odzysku (*recovery rates*) dla gazu i ropy naftowej będą uzasadnione, wzrosną nakłady na poszukiwanie złóż, a uznane niegdyś za niekomercyjne rezerwy, w szczególności gazu, staną się opłacalne.

Kryzys finansowy może opóźnić podział Entergy.

Koncern Entergy poinformował, że planowany podział grupy w drodze neutralnego podatkowo

wydzielenia (*tax-free spin-off*) spółki zależnej prowadzącej działalność w branży energetyki jądrowej i uniezależnienie jej od istniejącego przedsiębiorstwa energetycznego, może ulec przesunięciu ze względu na globalny kryzys finansowy. W listopadzie 2007 r. spółka zawiadomiła, że planuje utworzenie samodzielnej jednostki Enexus Energy Corp i przekazanie sześciu z liczącej 11 reaktorów floty jądrowej spółki do nowego podmiotu. Przewiduje ponadto także powstanie kolejnej spółki - Equagen, która będzie odpowiedzialna za eksploatację reaktorów Enexus i Entergy. Entergy deklaruje w dokumentacji dla Komisji Nadzoru Giełdowego (US Securities and Exchange Commission – SEC), że „obecnie ścieżkę krytyczną stanowią procedury decyzji regulatorów państwowych i finansowania. Entergy zamierza nadal otrzymać decyzje regulatora w czwartym kwartale. Jednak w następstwie nadzwyczajnego zamieszania na rynkach finansowych pojawiły się wątpliwości, czy w najbliższym czasie uda się skonstruować model finansowy, będący podstawą transakcji spin-off.” Spółka stwierdza również, że "Entergy i Enexus zamierzają realizować planowany model finansowy, gdy zaistnieją na rynku korzystne warunki dla takiej koncepcji."

World Nuclear News, 30. października 2008 r.

Poprawi się też konkurencyjność energii odnawialnej, ale rzeczywistym wygranym w tej przyszłej sytuacji może stać się efektywność wykorzystania energii. Tak zwane "ubóstwo paliwowe" (*fuel poverty*) według definicji przyjętej przez rząd brytyjski oznacza, że gospodarstwo domowe wydaje ponad 10 % dochodu, którym dysponuje, na zaspokojenie potrzeb energetycznych. Temat ten stał się głównym zagadnieniem prognoz na koniec roku 2008, przewidujących, że jedna czwarta, a nawet więcej gospodarstw domowych w Wielkiej Brytanii wpadnie w strefę ubóstwa paliwowego. Budowa elektrowni jądrowych może zapobiec przymusowemu gaszeniu światła w długiej perspektywie, ale nawet najbardziej zdeklarowani jej rzecznicy nie mogą przyrzec, że obniży ceny energii. Więcej pieniędzy na efektywność energetyczną, która redukuje popyt, pozwoli nie tylko uniknąć gaszenia światła i zastąpić paliwa kopalne, lecz także trwale wyprowadzi gospodarstwa domowe z ubóstwa energetycznego, przyniesie większe korzyści zdrowotne i wzrost dobrobytu, a także zmniejszy presję na system zabezpieczeń społecznych. Niewiele jest polityk, które przynoszą równie wdzięczne i wielopłaszczyznowe efekty.

3.2 Zapotrzebowanie mocy

Gdy zawiodą wszystkie inne argumenty, przemysł jądrowy sięga po zapotrzebowanie mocy. Bez programu energetyki jądrowej - argumentuje – muszą zgasnąć światła. Przepowiednia ta zwykle opiera się na projekcji wysokiego wzrostu zapotrzebowania na energię. Wysokie ceny elektryczności i kryzys finansowy mogą jednak wywołać recesję i reakcję po stronie zapotrzebowania na efektywność energetyczną, czyli popyt na energię znacznie niższy od prognozowanego.

Paladin ostrzega przed skutkami kryzysu finansowego.

Australijskie przedsiębiorstwo Paladin Energy ostrzega, że przemysł wydobywczy uranu nie jest odporny na globalny kryzys finansowy. W opublikowanym niedawno sprawozdaniu kwartalnym spółka informuje, że "skutki ograniczeń możliwości uzyskania kredytu w branżach zaopatrujących przemysł uranowy prawdopodobnie spowodują przesunięcie w czasie a nawet rezygnację z projektów związanych z wydobyciem uranu, w szczególności z projektów droższych oraz ograniczenia środków finansowych na działalność spółek poszukiwawczych, co pogłębi tylko nierównowagę między przyszłym popytem i podażą." Paladin stwierdza jednak, że "budowa reaktorów i planowanie przyszłych zakładów rozwija się intensywnie w Chinach, pozostałych ważnych państwach azjatyckich a także w Rosji. Utrzyma się bardzo duży popyt na uran w średniej i długiej perspektywie czasowej." Paladin ogłosił też, że w kwartale zakończonym 30 września wydobycie w należącej do spółki kopalni „Langer Heinrich” w Namibii, osiągnęła swoją pełną wydajność wynoszącą 2,6 mln funtów U₃O₈ (tj. 1000 t U) rocznie.

World Nuclear News, 15. października 2008 r.

4. Pozostałe rynki

Chociaż oczy wszystkich są zwrócone głównie na programy energetyki jądrowej w USA i Zjednoczonym Królestwie, ucierpiały także programy innych krajów. Afryka Południowa próbowała w ubiegłej dekadzie komercyjnie wykorzystać wysokotemperaturowy reaktor jądrowy typu Pebble Bed (PBMR), lecz postęp był powolny; publiczne południowoafrykańskie przedsiębiorstwo energetyczne Eskom w chwili obecnej preferuje zamówienia na „konwencjonalne” elektrownie jądrowe, czyli typu Areva NP EPR albo Westinghouse AP-1000. W ramach budżetu w wysokości 343 mld randów (34 mld USD) ma zapewnić powstanie 16 GW mocy w nowych elektrowniach węglowych i jądrowych do roku 2017. W dłuższej perspektywie planuje budowę 20 GW mocy elektrowni jądrowych do roku 2025. Ale przy założeniach budżetowych 6000 USD/kW środków wystarczy na nie więcej niż 6 GW nowych mocy z takich elektrowni. Spada też *rating* Eskomu: w sierpniu 2008 roku agencja Moody's obniżyła jego wycenę do Baa2. Firma zdobyła sobie też nienajlepszą sławę z powodu licznych przerw w dostawach energii w ostatnich dwóch latach. Słowem, teraz priorytetowe muszą stać się dla niej ciągłość zasilania i usprawnienie sieci energetycznej, aby podobne awarie systemowe typu *blackout* nie powtarzały się w przyszłości. Nowe elektrownie jądrowe, które, patrząc realnie, nie zostaną uruchomione wcześniej niż w roku 2020, nie przyczynią się do realizacji tego celu. W związku z tym zdolność Afryki Południowej do kontynuacji jakiegokolwiek programu energetyki jądrowej staje w chwili obecnej pod znakiem zapytania (13).

Swoje poparcie dla energii jądrowej wyraźnie artykułował Berlusconi, podejmował też próby doprowadzenia do zmiany wyniku referendum z roku 1987, tj. rezygnacji Włoch z elektrowni jądrowych (14). Jednak nie doceniono praktycznych trudności ponownego uruchomienia programu, potrzeb w dziedzinie odtworzenia wiedzy i mocy wykonawczych, a kryzys finansowy może spowodować, że nawet dla przedsiębiorstwa wielkości ENEL finansowanie stanie się trudne, szczególnie w sytuacji wysiłku finansowego, jakim była dla ENELu akwizycja w ubiegłym roku za ponad 40 mld Euro hiszpańskiego przedsiębiorstwa energetycznego Endesa.

5. Fundusze likwidacyjne

Podczas gdy kryzys finansowy, ze względu na jego skutki dla finansowania, budowy, popytu i konkurencyjności, może mieć natychmiastowy wpływ na nowe zamówienia na instalacje jądrowe, to na finansowanie kosztów likwidacji obiektów może wpłynąć także długoterminowo. Odpowiedzialność za likwidację obiektów jądrowych została jasno określona zgodnie z zasadą „zanieczyszczający płaci”. Ci, którzy korzystają z energii elektrycznej, powinni być odpowiedzialni za koszty usuwania zanieczyszczeń wytworzonych przez instalację. Najlepiej spełnić to wymaganie tworząc dedykowane „fundusze wydzielone”, które inwestują w lokaty nie obciążone znaczącym ryzykiem. W dotychczasowej praktyce fundusze te nie zawsze wydzielano, a szacowane koszty likwidacji często były znacznie zaniżone, co doprowadziło do strat w funduszach lub do nieadekwatności ich poziomu. Chociaż zwrot inwestycji długoterminowych zawsze podlega wahaniom w czasie, kryzys finansowy może jednak trwale doprowadzić do poważnych braków w tych funduszy, czego nie da się tak po prostu naprawić przy okazji następnego ożywienia gospodarczego. Jak dotychczas zaobserwowano tylko kilka takich przykładów, ale gdyby okazały się one wierzchołkiem góry lodowej, należałoby sięgnąć po bardziej skuteczne możliwości zabezpieczania odpowiednich środków. Ocenia się, że na przykład fundusz likwidacyjny elektrowni Vermont Yankee stracił 10% wartości w ciągu kilku tygodni (15). Ta instalacja posiada licencję do roku 2012, z możliwością jej przedłużenia na kolejnych 20 lat, co oznaczałoby ewentualność wyrównania poniesionych strat w okresach przyszłej hossy. Likwidacja elektrowni Zion (już wyłączonej z eksploatacji) musiała zostać opóźniona ze względu na nieodpowiedni poziom środków (16). Jeżeli elektrownie osiągną koniec swojego życia, a fundusze na ich likwidację są niewystarczające, potrzebne byłoby zastosowanie dodatkowych mechanizmów zabezpieczających. Na przykład można by żądać od przedsiębiorstw energetycznych stosowania instrumentów finansowych (polis

ubezpieczeniowych), aby w przypadku spadku wartości funduszy likwidacyjnych straty mogły być pokryte przez ubezpieczycieli.

Przerwanie prac nad studium wykonalności pozyskiwania uranu ze złóż zambijskich.

Aktualna sytuacja na rynkach finansowych skłoniła partnerów realizowanego w Zambii *joint venture* - Chirundu Uranium Project - do zawieszenia dalszych prac nad studium wykonalności (*feasibility study*) projektu. Udziałowcy wspólnego przedsięwzięcia Chirundu Uranium Project, Albidon Ltd of Australia (30%) oraz African Energy Resources Ltd. (70%), w maju 2008 r. rozpoczęli prace nad studium wykonalności, niezbędnym do uzyskania kredytów bankowych (BFS - *bankable feasibility study*). Projekt ma objąć dwa złoża: Njame Gwabe, których udokumentowane zasoby przekraczają poziom 9,5 mln funtów U_3O_8 (ponad 3650 t U) znajdujących się w 14 mln t rudy uranowej. W wydanym oświadczeniu partnerzy projektu ogłosili, że "decyzję podjęto w związku z odłożeniem dalszych prac nad wszystkimi komponentami BFS." Zastrzegli także, że będą nadal prowadzić dokumentację zasobów w obu złożach, aby dokończyć ich inwentaryzację (Measured and Indicated Resource - MIR). Stwierdzili też, że nastąpi to do końca roku 2008. Przewidziano ponadto kontynuację zmodyfikowanego programu badań metalurgicznych w ośrodku badawczym Mintek Laboratories, co pozwoli ocenić możliwe opcje technologiczne i zoptymalizować proces, a tym samym dokończyć dokumentację schematów technologicznych. Albidon i African Energy stwierdziły zgodnie, że będą "nadal na bieżąco monitorować rozwój sytuacji, aby móc kontynuować opracowanie brakujących komponentów BFS, gdy warunki rynkowe ulegną poprawie."

World Nuclear News, 31. października 2008

6. Wnioski

Można zapewne oczekiwać jeszcze wielu niespodziewanych zwrotów, zanim gospodarka światowa wróci do normalności i zacznie się „*business as usual*”; już dziś widać jednak wyraźnie dwie zasadnicze zmiany:

- W przyszłości banki będą o wiele skrupulatniej stosować procedury kontrolne do projektów, na które udzielają pożyczek, aby nie powtórzyły się błędy, które doprowadziły do kryzysu finansowego;
- zaostrzy się wrażliwość opinii publicznej na ryzyko w ocenie projektów, a rządy napotkają dodatkowe trudności z uzyskaniem pomocy dla projektów, których koszty ponoszą podatnicy.

Dla energetyki jądrowej wynikają stąd poważne implikacje; jest jasne, że rządy i przedsiębiorstwa nie będą już w stanie tak łatwo przerywać ryzyka programów nuklearnych na podatników i odbiorców energii elektrycznej. Energia jądrowa okazała się w ostatnich dwóch dekadach nadzwyczaj odporna na niepowodzenia, mimo wszystko pozostając wciąż punktem agendy politycznej. Byłoby więc wyrazem braku realizmu zakładać, że w ciągu kolejnej dekady silne grupy interesów nie będą w stanie skutecznie lobbować na rzecz dalszych zamówień na instalacje jądrowe. Aktualne warunki mogą okazać się jednak najlepszą i zarazem być może ostatnią szansą dla przemysłu jądrowego. Czynniki zewnętrzne w postaci ceny paliw kopalnych, konieczności przeciwdziałania zmianom klimatycznym i sytuacji geopolitycznej są obecnie najkorzystniejsze z możliwych. A więc, jeśli branża energetyki jądrowej nie wykorzysta obecnej chwili, to czy będzie miała kolejną szansę? Z drugiej strony starzeje się kadra przemysłu jądrowego, brak wymiany pokoleniowej, a więc jeżeli cała generacja nowych projektów, które za dziesięć lat będą już nieco zdezaktualizowane, pozostanie tylko na papierze, czy naprawdę prywatne przedsiębiorstwa nie stracą ochoty na wydawanie pieniędzy, niezbędnych do wprowadzenia na rynek projektów kolejnej nowej generacji? Olkiluoto pozostanie wyznacznikiem przyszłości tego przemysłu. W najlepszym razie, jeśli nie dojdzie do kolejnych opóźnień i przekroczeń kosztów, stanie się ostrzeżeniem dla potencjalnych inwestorów. Jeśli natomiast sprawy nadal będą toczyły się w złym kierunku i jeśli TVO poniesie finansową klęskę, ta stanie się nowym Czernobyliem dla przemysłu jądrowego, tyle że w wymiarze finansowym.

Wykaz źródeł:

- 01)-Nucleonic Week "Target date for operating Oikiluoto-3 again delayed, this time until 2012", 23 październik 2008.
- 02)- Platt's Global Power Report „Nuclear Energy Institute president says Congress needs to boost loan guarantees” , 16 październik 2008.
- 03)- Platts Global Power Report „Seventeen power firms have applied to DOE for \$122 billion in nuclear loan guarantees”, 9 październik 2008.
- 04)- Nucleonics Week „US working with allies to change global rules for nuclear financing” 23 październik 2008.
- 05)- The Business Journal of the Greater Triad Area „Duke doubles cost estimate for nuclear plant” 4 listopad 2008.
- 06)- The News & Observer (Raleigh, Karolina Północna) „Reactors likely to cost \$9 billion; Progress Energy doubles estimate.
- 07)- Standard & Poors (2008) „Construction Costs To Soar For New U.S. Nuclear Power Plants”.
- 08)- The Times „Reactors will cost twice estimate,says chief” , 5 maj 2008.
- 09)- Nucleonics Week „FPL says cost of new reactors at Turkey Point could top \$24 billion”, 21 luty 2008.
- 10)- For more discussion on these factors, see Standard & Poors (2008) „Construction Costs to Soar For New U.S. Nuclear Power Plants”.
- 11) Bupp, I.C. & Derian, J.-C. Light Water: How the Nuclear Dream Dissolved, NY, Basic Books, 1978.
- 12) Standard & Poors (2008) „Construction Costs To Soar For New U.S. Nuclear Power Plants”.
- 13) Business Day "South Africa: Funding Costs "Will Rise for Eskon", 3 wrzesień 2008.
- 14) Reuters "Credit crunch may slow down Italy nuclear Relaunch" 17 październik 2008.
- 15) Brattleboro Reformer "Entergy balks at document requests" 1 listopad 2008.
- 16) Market Wire "Accelerated Decommissioning Projects Delayed by Nationa's Financial Crisis", 134 październik 2008.

Kontakt z autorem: prof. Steve Thomas, PSIRUI, Business School, University of Greenwich, 30 Park Row, London SE 10 9LS, Wielka Brytania.