

L'EPR IN CRISI

Prof. Steve Thomas
Novembre 2010

Libera traduzione a cura di
D. Coiante e C. Della Volpe

Steve Thomas (sephen.thomas@gre.ac.uk)
PSIRU (www.psiru.org), Business School
University of Greenwich, London

Contenuti

Introduzione.....	Pag. 2
Le radici del progetto EPR.....	“ 2
Il mercato dell'EPR.....	“ 3
USA.....	“ 5
Prospettive future.....	“ 8
Regno Unito.....	“ 8
Italia.....	“ 9
India.....	“ 9
Altri mercati.....	“ 9
Esperienza di costruzione.....	“ 9
Olkiluoto.....	“ 9
Flamanville.....	“ 12
Taishan.....	“ 13
Valutazione della sicurezza.....	“ 13
Strumentazione e Controllo.....	“ 14
Catturatori del nucleo del reattore.....	“ 15
Argomenti economici.....	“ 15
Il Rapporto Russely.....	“ 16
Conclusioni.....	“ 18
Allegato I Lettera di Jukka Laaksonen a Anne Lauvergeon.....	“ 20
Note.....	“ 21

Avvertenza (a cura dei traduttori)

Si avverte il lettore che la necessità di conservare il significato tecnico dei termini e la precisione delle espressioni ha portato in qualche caso a sacrificare lo stile italiano fluente in favore dell'aderenza al testo inglese. Di ciò ci scusiamo.

Introduzione

Il Reattore Europeo ad acqua in Pressione o EPR¹ doveva essere la dimostrazione di una nuova generazione di reattori nucleari, la cosiddetta Generazione III+, di cui si cominciò a parlare per la prima volta alla fine degli anni '90. La differenza tra i progetti della "III+" e i precedenti della "III" è che i progetti III+ si dicevano collegati a sistemi "passivi" piuttosto che a quelli "ingegnerizzati"².

Le motivazioni razionali per gli impianti della Generazione III+ furono che essi costituissero un'evoluzione dei progetti esistenti, ma che fossero progettati fin dalla partenza incorporando completamente le lezioni provenienti dagli incidenti di Three Mile Island e Chernobyl. I reattori si sarebbero riferiti a processi naturali piuttosto che a sistemi ingegneristici per la loro sicurezza. Oltre che essere più sicuri, essi sarebbero stati anche più "costruibili", cioè più economici da costruire e da operare e più facili da smantellare. In somma, essi avrebbero superato gli inconvenienti che avevano portato al blocco quasi totale degli ordinativi dei precedenti progetti a partire da circa il 1990 in poi.

L'ordinativo di Olkiluoto, avvenuto nel 2003, avrebbe dovuto essere completato nel 2009 ed avrebbe dovuto essere in generale la dimostrazione delle qualità dei progetti della Generazione III+ ed in particolare dell'EPR. Comunque, nel 2010, l'EPR è apparso in crisi. I due ordinativi, sui quali sono stati completati significativi lavori di costruzione, sono andati molto male: ottenere l'approvazione della sicurezza da parte degli organismi di controllo in Europa ed in USA si è dimostrato molto più difficile di quanto ci si aspettava, i costi di costruzione preventivati sono cresciuti di un fattore di almeno quattro nella decade trascorsa e l'EPR non è riuscito ad avere nuovi ordini vincendo altre gare per l'appalto di potenza nucleare. Le relazioni tra le due compagnie francesi controllate dallo stato, che si trovano al centro dello sviluppo dell'EPR, Areva, il venditore e Elettricità di Francia (EDF), l'azienda elettrica, sono giunte al punto di rottura. E' stato riportato che EDF sta contemplando la possibilità di progettare due nuovi reattori in competizione con quelli offerti da Areva³.

In questo rapporto, esamineremo le radici del progetto, gli ordinativi esistenti per il reattore e quelli potenziali, l'esperienza acquisita con la costruzione dell'EPR, gli argomenti derivanti dalla verifica della sicurezza del progetto, e quelli economici. Esamineremo il rapporto della Commissione Roussely, uno studio commissionato dal governo francese e condotto dal precedente Capo Esecutivo dell'azienda elettrica francese, EDF, e le sue implicazioni per l'EPR.

Le radici del progetto EPR

Nel 1989, la Siemens, il principale venditore nucleare tedesco e la Framatome, il venditore nucleare francese, formarono una compagnia di *joint venture*, Nuclear Power International (NPI) per progettare un nuovo reattore ad acqua in pressione (PWR). Sia la Siemens che la Framatome avevano la licenza della Westinghouse per le loro tecnologie PWR. Il lavoro di progetto fu parzialmente finanziato dall'azienda elettrica tedesca e dall'EDF. Questo progetto si sarebbe basato sui progetti PWR più recenti della Siemens e della Framatome, rispettivamente progetto Konvoi e N4. Nel 1992, NPI dichiarava che il progetto concettuale dell'EPR era quasi completato⁴, sebbene esso fosse realmente finito solo alla fine del 1994. L'EPR avrebbe avuto una potenza termica d'uscita di 4250 MW, che avrebbe portato ad una potenza elettrica di circa 1450 MW (efficienza termoelettrica 34%, ndt). Il sistema di contenimento fu disegnato principalmente come quello del progetto N4, mentre la strumentazione sarebbe derivata dal Konvoi. Una particolare caratteristica del progetto fu l'inclusione di un "cattura nocciolo" (*core catcher*) così che nell'evento della fusione del nocciolo, questo fosse trattenuto dentro al sistema di contenimento. C'era qualche incertezza su quale tipo di rischi esterni si sarebbero dovuti contrastare, con la richiesta francese di protezione solo contro la caduta di un aereo leggero, come un Cessna, mentre i tedeschi la chiedevano contro un jet militare, come un Phantom.

Nel marzo 1995, la fase del progetto di base ebbe inizio con l'intesa che EDF avrebbe ordinato il primo reattore prima del 2000 per averlo in servizio entro il 2006. Tuttavia, allora c'era già in Francia una così

grande capacità nucleare installata che l'EDF aveva una potenza nucleare più che sufficiente a fronteggiare il carico di base. Questo significava che ordinare la "serie", cioè ordinare (nuovi reattori) con una frequenza prestabilita di parecchie unità all'anno, non sarebbe stato necessario prima del 2005⁵. Il programma francese era stato sempre basato, come premessa, sull'assunto che un programma di potenza nucleare avrebbe avuto senso solamente se ci si poteva aspettare una serie di ordinativi. L'argomento della protezione contro la caduta d'aereo non fu pienamente risolto, ma il sistema di contenimento francese fu approvato sia dagli organismi di controllo tedeschi che da quelli francesi. Nel novembre 1995, ci fu qualche riserva, specialmente fra i rappresentanti dell'EDF, circa il costo del progetto, allora previsto in più di 2000 US\$/kW⁶. Il lavoro del progetto di base non fu completato in tempo e nell'agosto 1997, dopo ulteriori discussioni circa i costi, la potenza d'uscita dell'impianto fu aumentata a 1800 MW⁷.

Nel settembre 1999, il capo del DSIN (l'organismo francese di controllo della sicurezza nucleare più tardi cambiato in DGSNR), Andre-Claude Lacoste, dichiarò che si aspettava la redazione ad interim di un verdetto di sicurezza sull'EPR entro un tempo "da poche settimane a pochi mesi" con una certificazione finale del progetto, indicata come equivalente a quella dell'NRC (USA National Regulatory Commission) rilasciata per i reattori avanzati⁸. La potenza d'uscita del reattore era stata abbassata a circa 1500 MW. Tuttavia, nel 2003, la certificazione finale non era stata ancora redatta e Andre-Claude Lacoste, capo dell'organismo francese di controllo, puntualizzò che il processo condotto fino ad allora non corrispondeva alla certificazione statunitense di progetto e che, per ottenere questo risultato, ci sarebbero voluti ancora 2-3 anni⁹.

Nell'agosto 2000, Framatome e Siemens si accordarono per una nuova *joint venture* unendo formalmente le loro attività nucleari in una nuova compagnia chiamata Framatome ANP, poi rinominata Areva NP. Framatome possedeva il 66% delle azioni e la Siemens il resto¹⁰.

Il mercato dell'EPR

I continui ritardi degli ordini dell'EDF hanno portato Areva NP a focalizzare sulla Finlandia il marketing. Nel maggio 2002, il Parlamento Finnico approvò la costruzione della quinta unità nucleare in Finlandia. Tre progetti erano stati evidenziati da un elenco di sette per un ordine da effettuare da parte dell'azienda elettrica finlandese, Teollisuuden Voima Oy (TVO). L'organismo finlandese di controllo della sicurezza, STUK, aveva già stabilito che non vedeva alcuna difficoltà di principio nel licenziare ognuno dei sette candidati iniziali¹¹. I tre reattori evidenziati erano: l'EPR, un progetto russo e uno di un reattore ad acqua bollente (BWR) offerto dalla stessa Areva NP. La TVO premeva fortemente per un contratto "chiavi in mano" (a prezzo fisso). La Westinghouse scelse di non proseguire perché l'offerta chiavi in mano non appariva remunerativa¹². In ogni caso, c'erano anche affermazioni da parte dell'Areva che il progetto AP1000 della Westinghouse non avrebbe soddisfatto i requisiti di protezione contro la caduta di un aereo perché l'edificio di contenimento proposto non era sufficientemente robusto¹³. L'AP1000 non era dotato di un sistema "cattura nocciolo (*core catcher*)" e il capo dello STUK, Jukka Laaksonen, stabilì che su queste basi l'AP1000 non sarebbe stato accettabile in Finlandia¹⁴.

Nel dicembre 2003, la TVO firmò un accordo chiavi in mano con Areva NP per un EPR da 1600 MW ad un costo di 3 miliardi di euro, che includeva gli interessi durante la fase di costruzione e due cariche di combustibile. Da allora, gli organismi di controllo della sicurezza, il finlandese STUK ed il francese DGSNR sono stati in stretto contatto, dal momento che ci si attendeva l'emissione di un ordine da parte della Francia nel 2004. Lo STUK prevedeva di effettuare la revisione del progetto entro un anno dall'emissione dell'ordine.

Nel dicembre, lo STUK e il DGSNR si sono accordati per seguire approcci diversificati in modo che la costruzione in Finlandia non dovesse aspettare fino alla dimostrazione delle caratteristiche di sicurezza dalle quali ci si attendeva una riduzione dei costi da sostenere¹⁵. Nel gennaio 2005, lo STUK approvò la costruzione di Olkiluoto 3¹⁶.

Nel settembre 2004, il DGSNR completò la revisione dell'EPR e in ottobre, il governo francese registrò l'approvazione del progetto, dichiarando che ciò era equivalente alla certificazione di progetto rilasciata dall'NRC¹⁷. A dicembre 2004, l'Areva NP scrisse alla statunitense NRC chiedendo di iniziare l'esame di sicurezza del progetto EPR per il mercato USA¹⁸. Si aspettava il completamento della pratica per il 2008.

L'approvazione dell'organismo di controllo francese capitò giusto dopo l'apertura di una gara d'offerte da parte della Cina nell'ottobre 2004 e, visti gli ulteriori ritardi negli ordinativi francesi, Areva NP cambiò i suoi sforzi di marketing dirigendoli sulla Cina. La decisione cinese circa la gara d'offerte fu ritardata molte volte e non fu presa fino a dicembre 2006 con l'annuncio che essa era stata vinta dall'offerta della Toshiba/Westinghouse per quattro reattori AP1000. Uno dei fattori che stava dietro alla mancata aggiudicazione della gara iniziale da parte dell'Areva NP era stata la riluttanza a trasferire la tecnologia così velocemente e completamente come i cinesi volevano¹⁹. La Cina voleva trovarsi presto in posizione tale da essere capace di costruire i reattori del progetto da essa scelto senza più alcun *input* dal venditore originale e nel 2010, essa stava pianificando di partire a piazzare ordini per gli impianti del progetto AP1000 senza ulteriore coinvolgimento della Westinghouse²⁰. Fu riportato che Areva NP aveva fallito a contrastare l'offerta della Westinghouse, *non sul piano tecnico, ma solo* (ndt) nel "vendere ai cinesi i disegni tecnici (*blueprints*)"²¹. In ogni caso, secondo le notizie riportate circa l'interesse per le relazioni con la Francia, la Cina in seguito ordinò due EPR nel novembre 2007 per il sito di Taishan con una trattativa del valore di 8 miliardi di euro. Non è chiaro quale fossero i termini del contratto e che cosa la cifra coprisse cosicché è difficile confrontare quest'affare con gli altri. L'EDF prese una partecipazione del 30% nella compagnia Guangdong Nuclear Power Co. (GNPC), che doveva costruire i reattori.

Nel frattempo, l'EDF finalmente ordinò il suo primo EPR da costruire sul sito di Flamanville nel 2005. A quel tempo, EDF si aspettava che il reattore costasse 3,3 miliardi di euro, benché il reattore producesse 1700 MW, 100 MW in più di quello di Olkiluoto. La costruzione del reattore (prime strutture in cemento) non partirono fino a dicembre 2007 ed era previsto ci volessero 5 anni per l'intera costruzione, un anno in più di Olkiluoto. Al contrario di Olkiluoto dove Areva NP era l'architetto-ingegnere, l'EDF stesso assunse questo ruolo, come aveva fatto con i 58 precedenti reattori che aveva comprato da Framatome.

La successiva gara fu contesa in Sud Africa nel gennaio 2008 per nuova capacità di 3200-3600 MW fra Areva NP e Toshiba Westinghouse. La gara era in due parti: la prima con una proposta di capacità per 3200-3600 MW e la seconda con lo sviluppo di una flotta di reattori per 20000 MW da piazzare entro il 2025. La prima parte dell'ordine avrebbe richiesto, o due EPR da 1600 MW, o tre AP1000 ciascuno da circa 1200 MW²². Fu pubblicato che il costo era dell'ordine di 6000 US\$/kW²³ e che, nel novembre 2008, Areva aveva vinto la gara, anche se il programma dei 20000 MW era stato posticipato²⁴. Comunque, nel dicembre 2008, Eskom cancellò la gara citando come causa "la grandezza dell'investimento"²⁵.

Nel febbraio 2009, Areva NP presentò offerta per due reattori da costruire in Ontario²⁶. Gli altri offerenti erano Toshiba-Westinghouse (AP1000) e il venditore canadese AECL che offriva un nuovo progetto Candu²⁷. L'ente committente era "Infrastructure Ontario", un'agenzia del Governo dell'Ontario. Nel giugno 2009, il governo dell'Ontario sospese la gara citando argomenti riguardanti i prezzi. Fu riportato che il conto dell'Areva NP per un EPR fosse di 21 miliardi di US\$. Ciò fu negato dall'Areva NP, ma essa non rivelò la cifra effettiva²⁸.

Nel febbraio 2009, gli Emirati Arabi Uniti (UAE) iniziarono a stimare il costo per 5000 MW di nuova capacità di potenza. In aggiunta ad un'offerta da parte dell'Areva NP per tre EPR, fu riportato che c'erano offerte dalla General Electric-Hitachi e dalla Toshiba-Westinghouse²⁹. L'offerta EPR all'inizio comprendeva la partecipazione di Areva NP, GDF Suez, Bechtel e Total. In seguito, a richiesta del governo francese, l'EDF fu persuaso ad aggiungersi all'offerta EPR. In luglio, furono scelti per l'esame tre gruppi d'offerta, includendo una da parte della GE-Hitachi per un reattore ad acqua bollente (BWR) e una da parte di un gruppo coreano che offriva il suo reattore ad acqua in pressione (PWR), APR-1400³⁰. Nel dicembre 2009, fu annunciato che la gara era stata aggiudicata al consorzio coreano per 4 unità APR-1400 al prezzo di 20 miliardi di US\$. Secondo i media coreani, l'offerta coreana era quasi il 30% più bassa per kW di quella EPR, mentre l'offerta GE-Hitachi era ancora più alta di quella EPR. Il fallimento ad aggiudicarsi questa gara portò a evidenziare molto la criticità dell'industria nucleare francese, in particolare nella mancanza di unitarietà dell'offerta. EDF, che aveva agito come architetto-ingegnere per tutti i PWR costruiti in Francia, non aveva voluto fare altrettanto per le iniziative all'estero ed era stato persuaso solamente a dicembre dal governo francese a partecipare all'offerta come aveva richiesto l'azienda elettrica ENEC degli emirati (UAE)³¹.

USA

Gli USA sono potenzialmente il più grande mercato nucleare (assieme alla Cina) nel mondo e Areva ed EDF hanno fatto il maggiore sforzo finanziario per accedere a questo mercato. L'EPR è uno dei cinque progetti che sono sotto verifica da parte dell'autorità USA per la sicurezza, la Nuclear Regulatory Commission (NRC), ed è candidato per i sussidi federali, incluse le garanzie federali sui prestiti. I sussidi per nuovi reattori nucleari furono discussi per la prima volta nel 2002, quando il Presidente Bush lanciò un'iniziativa volta a far ripartire gli ordini commerciali per i reattori nucleari che facessero uso del progetto della Generazione III+ negli USA, si trattava del programma "*Nuclear Power 2010*": (si ricorda che) nessun ordine di reattori, che non fosse stato successivamente cancellato, era stato emesso negli USA a partire dal 1974 in poi. Il governo Bush credeva che la tecnologia nucleare fosse competitiva e che una manciata d'impianti dimostrativi incentivati fosse necessaria a mostrare che i nuovi progetti avevano superato i problemi dei precedenti³². La pubblicità del programma dichiarava: "I progetti della nuova Generazione III+....hanno il vantaggio di combinare la tecnologia familiare agli operatori degli impianti attuali con le caratteristiche largamente migliorate della sicurezza e ci si aspetta che le significative semplificazioni introdotte producano costi di costruzione e di esercizio più bassi e più prevedibili"³³.

Questo programma si è evoluto notevolmente da quando fu annunciato la prima volta e benché nominalmente *Nuclear Power 2010* si sarebbe dovuto chiudere alla fine dell'anno fiscale 2010, lo sforzo da parte del governo federale per far ripartire gli ordinativi dei reattori nucleari continuerà quasi sicuramente (anche dopo). *Nuclear Power 2010* puntava all'origine sull'obiettivo di avere nuovi reattori in esercizio per il 2010. La scala dei tempi è slittata sostanzialmente – la prima unità non sarà probabilmente in esercizio prima del 2018 circa, se non ci saranno ulteriori ritardi.

Il programma doveva avvantaggiarsi per le nuove procedure di licenza, già divenute legge nell'*Energy Policy Act* del 1992, dal momento che una nuova licenza combinata Costruzione ed Esercizio (COL) doveva rimpiazzare l'esistente procedura di licenze separate per la costruzione e l'esercizio. L'*Energy Policy Act* proposto nel 2003 (EPACT 2003) offriva la prospettiva della garanzia federale sul prestito per i nuovi reattori con la copertura del 50% del costo del progetto. Quando l'Ufficio Congressuale del Bilancio (CBO)³⁴ esaminò le implicazioni di costo di questo provvedimento, stabilì che la garanzia del prestito sarebbe stata offerta per sei reattori. Il CBO suppose che i reattori sarebbero stati da 1100 MW, con un costo per ciascuno di essi di 2,5 miliardi di US\$ (2300 US\$/kW) e che essi sarebbero stati finanziati al 50% come debito e 50% come partecipazione azionaria. Ciò aveva il significato che la garanzia richiesta avrebbe avuto il valore di circa 7,5 miliardi di US\$. Questo confermò che il rischio di *default* sarebbe stato "ben al di sopra del 50%", ma che durante la vita operativa prevista per l'impianto, i creditori (tra cui poteva essere il governo federale) potevano aspettarsi di recuperare una parte significativa del prestito per la costruzione dell'impianto tanto che il costo netto per i cittadini (*taxpayers*) sarebbe stato circa il 25% della somma garantita.

L'EPACT 2003 non passò, ma un successivo decreto, l'*Energy Policy Act* del 2005 (EPACT 2005), fu approvato e questo conteneva livelli molto più generosi di sostegno per i nuovi reattori nucleari. EPACT 2005 includeva provvigioni per coprire i sovra-costi, dovuti ai ritardi del processo di approvazione per la sicurezza³⁵, e un credito di tasse sulla produzione di 1.8 cent per kWh per i primi 6000 MWh erogati dai nuovi reattori nucleari per otto anni di esercizio, con un limite annuale di 125 milioni di US\$³⁶.

In ogni caso, l'incentivo più grande era la provvigione della garanzia sul prestito contemplata sotto il titolo XVII di quel decreto. Mentre la garanzia del prestito sarebbe stata ottenibile per le tecnologie che ancora non erano "commerciali", il numero di unità che avrebbero potuto godere del provvedimento non fu espressamente specificato. Il Dipartimento USA dell'Energia (a chiarimento) disse: "il DOE ha definito come 'tecnologie commerciali', (quelle cioè che non sono utilizzabili per la garanzia del prestito di questo programma), tutte quelle che 'sono nell'uso generale qualora esse siano state installate e siano in funzione in tre o più progetti commerciali negli Stati Uniti nella stessa applicazione generale come pure nel progetto proposto, e sono state in esercizio in ciascun progetto commerciale per un periodo di almeno cinque anni". Dato che i nuovi reattori impiegano almeno cinque anni per essere costruiti, una grande quantità di garanzie di prestito per lo stesso progetto potevano essere offerte prima che il progetto fosse considerato "commerciale"³⁷.

La dimensione potenziale del programma della garanzia di prestito è aumentata fortemente a partire dal 2003. Assumiamo che la garanzia fosse ottenibile adesso per solo tre unità di ciascuno dei cinque progetti che erano sotto esame da parte della statunitense NRC e per una quota fino all'80% del costo totale. Poiché il CBO aveva fatto la stima nel 2003, il costo previsto per i nuovi reattori era aumentato ad almeno 6000 US\$/kW e la taglia media era cresciuta fino a 1200-1600 MW portando il costo (senza i costi finanziari) di un EPR quasi a 10 miliardi di US\$. Sotto questa ipotesi il programma avrebbe dovuto essere capace di fornire garanzia di prestito per un valore di oltre 100 miliardi di US\$. Nel giugno 2008, il DOE annunciò che era pronto ad accettare le richieste per le garanzie di prestito, ma il Congresso autorizzò solamente un tetto di 18,5 miliardi di US\$³⁸. Il Congresso credeva che ciò fosse sufficiente per coprire quattro progetti (sette o otto reattori), ma usando ipotesi di costo più realistiche, ciò sembrò probabilmente sufficiente a permettere tre o quattro reattori al massimo. L'Amministrazione Obama chiese una somma addizionale di 36 miliardi di US\$ per le garanzie di prestito nel febbraio 2010, ma il processo di decisione fu sospeso a causa delle elezioni politiche, così che a novembre 2010 non era chiaro quanto grande sarebbe stata l'aggiunta di fondi. C'era anche (in discussione) l'argomento della somma che avrebbe dovuto essere caricata sui creditori per le garanzie di prestito. Doveva essere una quota (in equilibrio) economico, in altre parole, una che riflettesse il rischio incluso. Le quote erano stabilite dall'Ufficio Federale del Bilancio e dovevano includere il rischio di *default* del progetto. Come divenne chiaro poi con il progetto di Calvert Cliffs, discusso sotto, se il rischio di un prestito è stimato alto, la quota potrebbe divenire più grande di quanto gli imprenditori siano disposti a pagare.

I sussidi sulla base dell'offerta di EPACT 2005 stimolarono le aziende elettriche ad annunciare piani per più di 30 nuovi reattori, sette di cui erano EPR. Comunque, una significativa porzione di questi non andò mai al di là del primo stadio di pianificazione e nel giugno 2010, solo 27 avevano richiesto ufficialmente all'NRC la COL. Quattro di questi erano EPR (vedi la Tab.1), inclusi due da costruire da parte della UniStar, una *joint venture* al 50-50 formata nel 2005 tra EDF e l'azienda elettrica statunitense, Constellation. UniStar è partner in due altri progetti con PPL per il progetto di Bell Bend e con Ameren UE per il reattore di Callaway. Nel giugno 2010, di questi 27 reattori, una domanda era stata ritirata e i proprietari di quattro altre, due delle quali erano EPR, avevano chiesto di sospendere il processo. Delle rimanenti 22, due erano EPR e l'imprenditore di una di queste, PPL, stabilì che era ancora " parecchi anni lontano dalla decisione finale su quale costruire a Bell Bend"³⁹. Il futuro dell'EPR quindi sembrava fortemente dipendente da un solo progetto EPR ancora attivamente portato avanti, quello della UniStar di Calvert Cliffs.

Tab.1 – Gli EPR proposti in USA

Plant	Proprietario	Domanda di licenza COL	Garanzia di prestito
Calvert Cliffs 3	UniStar	COL 3/08	In lista
Callaway 2	AmerenUE	Sospesa 4/09	Ottenuta
Nine Mile Pt3	UniStar	Sospesa 1/09	Ottenuta
Bell Bend	PPL	COL 10/08	Ottenuta

Fonte: Ricerche dell'autore

La presenza di EDF nella *joint venture* con UniStar, con la sua vasta esperienza nella costruzione ed esercizio dei PWR forniti da Areva – 58 unità in servizio in Francia – era visto come il maggior vantaggio. La Constellation era proprietaria di circa 3,9 GW di centrali nucleari esistenti in tre siti (Calvert Cliffs, Nine Mile Point e Ginna)⁴⁰. Nel settembre 2008, EDF tentò di prendere il controllo della Constellation ma fu estromessa dalla MidAmerican Energy Holdings, una compagnia privata controllata da Warren Buffet. Si disse che l'offerta rivale per la Constellation avrebbe potuto far fallire le ambizioni nucleari dell'EDF in USA se la MidAmerican non avesse voluto sostenere la costruzione dei nuovi reattori. Nel dicembre 2008, EDF annunciò un accordo con la Constellation per prendere una partecipazione del 49,99% nella sussidiaria nucleare della Constellation, la Constellation Energy Nuclear Group. L'affare fu fatto attraverso la sussidiaria dell'EDF, EDF Development Inc, e il costo fu di 4,5 miliardi di US\$⁴¹. La Holdings MidAmerican ritirò amichevolmente la sua offerta. La *joint venture* con UniStar è rimasta separata da questo affare.

Se l'acquisto della partecipazione nel gruppo nucleare della Constellation avesse o meno un senso senza nuovi reattori da costruire rimane una cosa lontana dalla chiarezza. Comunque, appare evidente che EDF

stimava l'operazione come una parte della sua offerta per costruire nuovi reattori ed espandere l'area delle sue operazioni nella progettazione e costruzione degli impianti. Nucleonics Week scrisse: " Il presidente dell'EDF/CEO Pierre Gadonneix difende la decisione di comprare ciò che in Francia chiamano 'vecchi' impianti nucleari come un biglietto d'ingresso a quello che sarà "domani il più grande mercato nucleare del mondo"⁴². Nell'estate 2009, Gadonneix fu sostituito da Henri Proglio, che si diceva molto meno entusiasta circa l'espansione nucleare di EDF fuori della Francia.

Il reattore di Calvert Cliffs era previsto che costasse 7,2 miliardi di US\$ nel 2008⁴³. UniStar ordinò carpenteria metallica ed altri componenti di lunga durata per il reattore di Calvert Cliffs nel 2006 e 2007. Una richiesta di licenza per la costruzione parziale e per l'esercizio (COLA), per la maggior parte un rapporto ambientale, fu presentata nel luglio 2007 e fu calendarizzata dall'NRC per l'esame nel gennaio 2008. Il resto della COLA fu sottoposta all'approvazione nel marzo 2008 e fu posta in calendario per il 4 giugno 2008. Fino al novembre 2010 non c'era alcun cenno dell'argomento del COL a causa dei problemi sorti con la certificazione del progetto⁴⁴. La parte 1 del modulo di richiesta della garanzia federale sul prestito fu presentata a settembre 2008 e la parte 2 nel dicembre 2008. Nel 2009, il Dipartimento USA dell'Energia evidenziò quattro progetti per la garanzia del prestito, incluso Calvert Cliffs. La prima garanzia sul prestito fu offerta ad un altro progetto nel febbraio 2010 e, a seguire subito dopo, si attese a lungo un'offerta per Calvert Cliffs. Comunque, entro agosto 2010 non era stata fatta alcuna commessa e la Constellation iniziò a tagliare drasticamente le spese per il progetto di Calvert Cliffs. Non è stato ancora chiarito quanto ciò fosse dovuto ai ritardi nella concessione delle garanzie sul prestito e quanto fosse dovuto al peggioramento delle condizioni economiche dei nuovi reattori.

Il CEO della Constellation dichiarò: " i segnali di mercato per costruire impianti di ogni specie per il carico di base, se tralasciamo il nucleare, hanno mostrato una grande sofferenza (del settore) a partire da quando noi abbiamo iniziato il progetto quattro anni fa". Disse poi che la Constellation avrebbe abbandonato l'impresa se essa non avesse ricevuto una garanzia sul prestito, cosa ritenuta condizione essenziale per il progetto. I deludenti segnali del mercato includevano i bassi prezzi del gas naturale e le previsioni di breve e di lungo periodo sui prezzi dell'elettricità⁴⁵. EDF, nel suo rapporto per la prima metà del 2010, pubblicato a luglio 2010, ha fatto una stima di 1,06 miliardi di euro (circa 1,45 miliardi di US\$) da mettere in bilancio per finanziare i ritardi sui progetti nucleari negli Stati Uniti⁴⁶.

A settembre, divennero chiari i segni di tensione tra EDF e Constellation. Un argomento particolare riguardava il fatto che sotto i termini di acquisto della quota di partecipazione al gruppo nucleare della Constellation, questa aveva richiesto a EDF una somma di 2 miliardi di US\$ per impianti della Constellation a gas naturale, carbone e idroelettrici da terminare nel 2010⁴⁷. C'era il sospetto nel settembre 2010 che questi problemi avrebbero potuto portare EDF a vendere la sua quota del gruppo nucleare e a sciogliere la *joint venture* con UniStar⁴⁸. Nell'ottobre 2010, la Constellation unilateralmente si ritirò dalla negoziazione con il Dipartimento USA dell'Energia per le garanzie sul prestito per il progetto di Calvert Cliffs. Si scrisse che la tariffa per fronteggiare le garanzie sul prestito per l'80% del costo previsto per l'impianto (9,6 miliardi di US\$) era inizialmente proposta a 880 milioni di US\$, cioè l'11,6% della somma presa in prestito⁴⁹. Quando la Constellation respinse l'offerta, il DOE propose una tariffa del 5%, ma con condizioni che includevano che la Constellation garantisse completamente la costruzione e s'impegnasse a vendere il 75% della potenza mediante un Accordo di Acquisto di Potenza (PPA) presumibilmente attraverso la sua sussidiaria Baltimore Gas & Electric. La Commissione del Servizio Pubblico del Maryland avrebbe dovuto approvare l'accordo PPA.

In seguito la Constellation vendette a EDF la sua quota del 50% di partecipazione in Unistar per 140 milioni di US\$. In aggiunta, la Constellation trasferì a UniStar i potenziali siti nucleari di Nine Mile Point e R. E. Ginna a New York ed anche Calvert Cliffs. L'accordo richiede che EDF trasferisca 3,5 milioni di azioni proprie alla Constellation e che rinunci ai suoi posti nel consiglio d'amministrazione della Constellation ed, in cambio, la Constellation smette di richiedere a EDF di comprare gli impianti di potenza a combustibili fossili della Constellation⁵⁰.

Mentre è in atto la disputa politica sulla quantità di fondi che il Congresso si prepara a concedere al DOE per le garanzie di prestito, le prospettive economiche in deterioramento dei nuovi reattori nucleari e il rischio economico che esse pongono a chi le ottiene ha il significato che relativamente poche garanzie di prestito

saranno concesse. I progetti che hanno la maggiore probabilità di andare avanti sono quelli con la “cintura e le braghe” delle garanzie federali sul prestito e un organismo statale di controllo che imponga di permettere all’azienda elettrica di recuperare i suoi costi prelevandoli dai consumatori. Calvert Cliffs e Bell Bend sarebbero stati esposti al mercato PJM dell’elettricità e quindi non c’era da attendersi alcun sostegno da parte dell’organismo statale di controllo. E’ difficile vedere come l’EPR potrebbe sopravvivere negli USA qualora il progetto di Calvert Cliffs fallisse e un progetto esistente, come Bell Bend, non potesse rimpiazzarlo. Questo sarebbe un terribile brusco colpo per EDF ed Areva, dal momento che entrambi hanno investito, sia una grande quantità di denaro, sia la loro credibilità nel tentativo di aprire il mercato USA all’EPR.

Prospettive future

L’EPR è in competizione in un numero di altri mercati dove Areva NP spera di avere le basi per ordinativi in serie, in particolare nel Regno Unito ed in Italia.

Regno Unito

Il programma del governo inglese è basato su ipotesi differenti molto più di quanto avvenga nel caso degli USA. Il governo inglese non proclama che l’energia nucleare sarà direttamente competitiva con i combustibili fossili, ma essa potrebbe essere competitiva qualora il prezzo del carbone salisse a 36 euro/tonnellata. Sia il governo laburista fino a maggio 2010, sia il successore, la coalizione Conservatori/Liberal Democratici, sembrano volersi impegnare pesantemente nel rilanciare gli ordinativi nucleari nel Regno Unito. Tuttavia, tutti e tre i partiti hanno stabilito che gli ordini dovranno essere piazzati (sul mercato) solamente se essi non implicheranno sussidi pubblici. Gli ordinativi quindi avrebbero luogo senza sussidi, a condizione che alcune decisioni (pubbliche) non finanziarie di sblocco siano prese, particolarmente sui processi di pianificazione e di certificazione dei progetti. Nel 2008, quando il governo ha revisionato le condizioni economiche del nucleare, si è assunto che il costo di costruzione fosse di 1250 £/kW (2000 US\$/kW).

L’organismo di controllo governativo sul nucleare, Ispettorato Esecutivo della Salute e della Sicurezza sulle Installazioni Nucleari (HSE), ha iniziato ad esaminare quattro progetti separati nel 2007, inclusi l’Areva NP EPR e il Toshiba/Westinghouse AP1000. Lo scopo è stato che alla fine fossero certificati fino a tre progetti, in modo da dare alle aziende elettriche una possibilità di scelta del progetto. Nei fatti, gli altri progetti furono presto ritirati lasciando in ballo soltanto l’EPR e l’AP1000.

Tre aziende elettriche avevano preso significativi impegni per gli ordinativi inglesi: EDF, RWE e E.ON – le ultime due in un consorzio chiamato Horizon. EDF prese il controllo della compagnia inglese di generazione nucleare, la British Energy, per circa 15 miliardi di euro nel 2008, mentre RWE/E.ON hanno acquistato nel 2009 alcuni siti adiacenti alle centrali nucleari esistenti per parecchi milioni di euro. Sia EDF che il consorzio RWE/E.ON prevedevano di ordinare quattro unità, per una capacità totale da 10 a 12 GW. EDF pensava di ordinare l’EPR, mentre il consorzio RWE/E.ON doveva ancora scegliere il suo fornitore.

L’EDF si era impegnato fortemente negli ordinativi nucleari nel Regno Unito con il suo acquisto nel 2009 della British Energy. Il prezzo sembrò molto al di sopra del valore del gruppo acquistato ed esso aveva una logica soltanto qualora si fossero piazzati nuovi ordini nucleari. La British Energy aveva fatto bancarotta nel 2002 a causa del fatto che i suoi costi d’esercizio, allora di circa 16 £/MWh, erano marginalmente più alti del prezzo incassato per l’elettricità. Fino ad allora, i costi d’esercizio erano cresciuti ogni anno e nel 2008/2009, i costi d’esercizio erano saliti a 41,3 £/MWh. La British Energy rimase in piedi solo grazie ai prezzi totali dell’elettricità che si mantennero particolarmente alti in quel periodo – British Energy allora incassava 47£/MWh. Se (oggi) i costi d’esercizio continuassero a salire e/o i prezzi totali dell’elettricità a scendere (dalla fine del 2009, essi si sono mantenuti molto al di sotto del picco del 2008), la British Energy correrebbe il rischio di fallire nuovamente.

Il consorzio RWE/E.ON ha investito poche centinaia di milioni di sterline nelle opzioni di acquisto dei siti, ma, se non riuscisse a realizzare queste opzioni, potrebbe lasciare il programma nucleare inglese con un piccolo costo. All’inizio del 2010, il Regno Unito era ancora lontano 3-4 anni dal completare l’esame della sicurezza del progetto e dal dare il permesso di pianificazione per specifici siti – cosa che costituisce il punto di partenza perché un ordine firmato possa essere piazzato sul territorio.

Italia

Nel 1987, un referendum portò alla chiusura delle quattro centrali nucleari in esercizio in Italia e all'abbandono del lavoro di costruzione di un altro impianto nucleare. Il governo Berlusconi ha introdotto una legislazione che dovrebbe spianare la via alla reintroduzione dell'energia nucleare in Italia. Quattro EPR da 1600 MW potrebbero essere costruiti, con il cantiere avviato entro il 2013, secondo un accordo siglato nel febbraio 2009 tra l'azienda elettrica francese, EDF, e la più grande azienda elettrica italiana, ENEL. L'ENEL non ha ancora selezionato i siti per queste unità. E' stato detto che il costo sarebbe di circa 4-4,5 miliardi di euro ciascuna, o 3600-4000 US\$/kW⁵¹. Ci sono alcune indiscrezioni circa altre offerte per costruire gli impianti nucleari – per esempio, un consorzio formato da A2A, l'azienda elettrica di Milano, che offre l'AP1000 – ma questi progetti sono molto meno avanzati di quelli dell'ENEL.

India

E' stato riportato che un protocollo d'intesa, (*memorandum of understanding*, MOU), che include l'intenzione di costruire due EPR, sarebbe stato siglato nel febbraio 2009 tra Areva e la compagnia di stato Nuclear Power Corporation di India Limited⁵³. Anche se questo MOU fosse stato siglato, si sarebbe ancora ben lontano dalla firma di un ordine e molti protocolli MOU non contano niente, se non possono essere sostenuti dai finanziamenti.

Altri mercati

Il Presidente Sarkozy ha annunciato che nel 2011 verrà ordinato in Francia un secondo EPR per il sito di Penly. E' improbabile che ci sia un motivo razionale per ulteriori ordini per la Francia dato che essa ha già più capacità elettrica per il carico di base di quella che può usare prontamente e, inoltre, con una pianificazione per gestire i reattori esistenti per altri 60 anni invece dei 40 anni precedentemente previsti, non sarà prima del 2035 che i reattori esistenti inizieranno ad essere dismessi. L'impianto di Penly doveva essere costruito dall'EDF, che avrebbe avuto una partecipazione azionaria del 50% in esso, con le altre quote possedute dalle altre maggiori aziende elettriche francesi, GDF Suez (25%) e l'ENEL (la principale azienda elettrica italiana), la E.ON (una grande azienda elettrica tedesca) e la compagnia petrolifera Total, ciascuna con la quota dell'8,33%. In ogni caso, nel settembre del 2010, la GDF Suez, che era delusa di non aver avuto la commessa del lavoro di costruzione dell'impianto, ha annunciato il suo ritiro dal progetto⁵⁴. Ci sono state informazioni che GDF Suez sperava di condurre la costruzione di un reattore in un altro sito, usando il progetto dell'Areva 'Atmea' (vedi sotto)⁵⁵.

Il Parlamento Finlandese ha votato per permettere la costruzione di due reattori nucleari addizionali da parte di due differenti consorzi. Entrambi i consorzi hanno indicato l'EPR come una delle tre o quattro opzioni che intendevano scegliere. E' molto incerto se questi ordinativi saranno mai eseguiti e, ove lo fossero, se sarà scelto l'EPR, in primo luogo a causa delle scadenti prestazioni dell'EPR del sito di Olkiluoto.

A luglio 2010, nella provincia canadese del New Brunswick, l'Areva, il Governo del New Brunswick e l'azienda elettrica "New Brunswick Power" hanno annunciato che avrebbero esaminato la fattibilità per un reattore nucleare ad acqua leggera da costruire nella provincia entro il 2010. Però, a settembre 2010, il Premier entrante del governo provinciale ha annunciato che l'accordo sarebbe finito nell'inceneritore⁵⁶.

Esperienza di costruzione

Mentre gli enti pubblici e i governi sono interessati al fascino teorico dei nuovi progetti, sarà l'effettiva esperienza di costruzione e gestione di questi nuovi progetti ad essere cruciale nel determinare il loro successo. Ad ottobre 2010 non c'era alcun EPR in servizio, ma quattro erano in costruzione: uno in Finlandia (Olkiluoto), uno in Francia (Flammanville) e due in Cina (Taishan).

Olkiluoto

Il reattore Olkiluoto-3 ordinato a dicembre 2003 è stato il primo reattore nucleare ordinato in Europa Occidentale e Nord America sin dall'ordine del Civaux-2, in Francia, nel 1993 ed il primo ordine fuori dell'area del Pacifico per un progetto di generazione III-III+. L'azienda elettrica finlandese aveva tentato di ottenere l'approvazione parlamentare per una nuova unità nucleare fin dal 1992. Infine l'obiettivo fu raggiunto nel 2002. L'ordine di Olkiluoto-3 costituì un enorme spinta per l'industria nucleare in generale e per Areva NP in particolare. L'industria comprese che, una volta completato, l'impianto avrebbe costituito una dimostrazione ed un riferimento per i possibili compratori dell'EPR.

Il prezzo contrattuale di Olkiluoto-3 fu indicato nel 2004 come 3 miliardi di euro per un reattore da 1600 MW⁵⁷. Successivamente, il prezzo fu specificato in 3,2⁵⁸ o 3,3⁵⁹ miliardi di euro. L'approvazione della sicurezza fu concessa dall'organismo finlandese di controllo, STUK, nel marzo 2005 e il lavoro di realizzazione sul sito iniziò nell'agosto del medesimo anno. Al momento della firma del contratto, il valore equivalente era di circa 3,6-4,0 miliardi di dollari americani (in relazione al prezzo dichiarato) o di circa 2250-2475 \$/kW (1 € = 1,2 US\$). Tale costo includeva il finanziamento e i nuclei di due reattori, cosicché il costo per kW in termini netti avrebbe dovuto essere alquanto più basso, anche se, dato il minimo tasso d'interesse (2,6%), i costi finanziari erano bassi.

Sebbene il costo totale fosse ben al di sopra dell'obiettivo di 1000 US\$/kW indicato dall'industria nucleare solo pochi anni prima, fu considerato da molti critici come una "cifra civetta". Areva NP aveva tentato di persuadere EDF o una delle aziende elettriche tedesche di fare un ordine per un EPR sin dalla fine degli anni 90⁶⁰ e c'era il timore che se un ordine per un EPR non fosse stato ottenuto presto, AREVA NP avrebbe iniziato a perdere il vantaggio⁶¹ e il progetto sarebbe divenuto obsoleto⁶². Areva NP aveva anche bisogno di una "vetrina" per la tecnologia EPR e Olkiluoto-3 sarebbe servito come impianto di riferimento per altri ordini. Come incentivo addizionale e a richiesta del cliente, Areva NP offrì l'impianto chiavi in mano o in termini di prezzo fisso. Si caricò anche della responsabilità della gestione del sito e del ruolo di architetto-ingegnere, non soltanto della fornitura dell'"isola nucleare". Questo non era un ruolo al quale essa era abituata. Per i 58 precedenti PWR che l'antenato di Areva NP, la Framatome, aveva fornito alla Francia come anche per i progetti stranieri inclusi quelli in Cina e Sud Africa, era stata la EDF che aveva fornito questi servizi.

Il progetto Olkiluoto è andato molto male sin dall'inizio della costruzione. Dall'agosto 2010, Areva NP ha riconosciuto che i costi stimati avevano raggiunto i 5,7 miliardi di euro (ulteriori 367 milioni sono stati riconosciuti nel bilancio 2009), che al cambio prevalente di 1 euro per 1,35 dollari rappresenta un costo di 4800 US\$/kW⁶³. Il contratto è stato anche l'oggetto di un'acrimoniosa disputa fra l'Areva NP e il suo cliente Teollisuuden Voima Oy (TVO). Areva NP esigeva una compensazione di 1 miliardo di euro per i pretesi impedimenti di TVO. TVO, nel gennaio 2009 ha contropreteso una compensazione di 2.4 miliardi di euro dalla Areva NP per ritardi nel progetto⁶⁴.

Tabella 2 Elenco dei problemi di Olkiluoto-3.

Data	Evento
4/04	STUK: “Stiamo ricevendo i documenti in ritardo. Essi (Areva) non ci stanno lasciando abbastanza tempo per i nostri controlli e non possiedono tutte le informazioni da noi richieste” ⁶⁵ .
10/05	La gettata delle fondamenta ritardata per le preoccupazioni riguardanti la resistenza del calcestruzzo. Costruzione del recipiente a pressione per il reattore e dei generatori di vapore posticipata di qualche settimana rispetto alle previsioni originali ⁶⁶ .
2/06	Problemi con i requisiti delle saldature della caldaia e ritardi nel progetto dettagliato ritardano la costruzione di oltre sei mesi sul ruolino di marcia ⁶⁷ .
3/06	STUK apre un’indagine sui problemi di costruzione e montaggio ⁶⁸ .
5/06	Nonostante misure che includono due turni sul sito e tre turni sulla costruzione dei componenti Areva, il lavoro è in ritardo di 8-9 mesi sulle previsioni ⁶⁹ .
7/06	TVO riconosce che il ritardo è ormai di un anno. L’indagine STUK: Un budget riscato ed una scansione temporale strettissima, inesperienza del fornitore, scarso controllo e regolamentazione delle aziende subappaltanti, difficoltà nel reperimento delle informazioni hanno causato confusione e problemi di controllo qualità che hanno ritardato il progetto Olkiluoto-3 ⁷⁰ .
10/06	Areva accusa una perdita di circa 300 Meuro per il progetto Olkiluoto ⁷¹ , 3 delle 4 “hot legs” non sono state costruite secondo le specifiche ⁷² . Sostituito il project manager ⁷³ .
12/06	Ritardo stimato: 18 mesi ⁷⁴ .
1/07	Areva NP: “Areva Siemens non può accettare il 100% della responsabilità di compensazione, perchè il progetto è di vasta co-operazione. Il sito di costruzione è misto cosicché noi assolutamente rifiutiamo il principio di una compensazione al 100%” TVO: “Non crediamo che Areva abbia detto questo. Il sito è nelle mani dell’appaltatore al momento. Certamente, alla fine, TVO sarà responsabile di quel che avviene nel sito. Ma la realizzazione del progetto è nella responsabilità di Areva ⁷⁵ ”.
5/07	TVO e Areva concordano che il progetto non fosse abbastanza completo al momento della firma del contratto. STUK: “un progetto completo sarebbe l’ideale. Ma io non penso che ci sia un venditore nel mondo che lo farebbe prima di sapere di aver vinto il contratto. La vita reale è fatta così” ⁷⁶ .
8/07	Per affrontare i problemi di resistere a un impatto da aereo occorre un ritardo di due anni ⁷⁷ .
9/07	La struttura di contenimento in acciaio riparata in 12 punti per eliminare deformazioni e problemi di saldatura ⁷⁸ . Areva riconosce l’esistenza di ulteriori perdite ma non le quantifica; stima indipendente 500-700 milioni di euro ⁷⁹ .
6/08	TVO site manager sostituito ⁸⁰ .
10/08	Ritardo stimato attualmente a tre anni ⁸¹ . Il costruttore della struttura di contenimento non obbedisce ad un fermo dei lavori di saldatura dopo la scoperta da parte di STUK-TVO dell’uso di una scorretta procedura di saldatura ⁸² . Areva inizia una procedura di arbitrato presso lo Arbitration Institute della Camera di Commercio di Stoccolma su un “aspetto tecnico” ⁸³ .
12/08	Areva annuncia ulteriori previsioni di perdite; stime indipendenti: 1,3 miliardi di € ⁸⁴ .
12/08	Lettera dal Direttore generale STUK al top CEO di Areva: “Non riesco a vedere progressi reali nel progetto dei sistemi di controllo e protezione”. “Questo significherebbe che la costruzione si fermerà e non sarà possibile arrivare a far partire le prove di collaudo”. “l’approccio o la mancanza di conoscenza professionale di alcune persone che parlano nelle riunioni degli esperti come rappresentanti di quella organizzazione impediscono di fare progressi nel risolvere i problemi.” ⁸⁵
1/09	Ritardo acquisito di 3,5 anni ⁸⁶ . Siemens annuncia di ritirarsi da Areva NP ⁸⁷ . Areva-Siemens fanno una seconda richiesta di arbitrato contro TVO ⁸⁸ . Areva fa una richiesta di 1 miliardo di € di compensazione. TVO fa una controrichiesta di 2,4 miliardi di € per “grande negligenza” ⁸⁹ . TVO si aspetta che l’arbitrato richieda parecchi anni ⁹⁰ .
3/09	Areva ammette sovra costi per 1,7 miliardi di € ⁹¹ .
06/10	TVO riporta un ulteriore ritardo fino al 2013 per il completamento dell’impianto ⁹² , ritardo confermato da Areva NP ⁹³ .
07/10	Areva mette in previsione 367milioni di € di nuove spese o perdite per Olkiluoto ⁹⁴ .

Fonte dei dati: vedi note in fondo.

Sembra chiaro che non tutti i problemi che hanno causato ritardi e sovra-costi siano stati risolti (vedi Tabella 2); il costo finale sarà molto più alto. La sentenza dell'arbitrato e del contro arbitrato fra Areva NP e TVO determinerà come i sovra-costi saranno divisi. Non è ancora chiaro se TVO potrà sopravvivere finanziariamente qualora si dovesse fare carico di una significativa percentuale di tali costi. Perfino Areva, nonostante sia di fatto controllata dal governo francese ha avuto il punteggio del suo credito ridotto a BBB+, in parte a causa di questi problemi⁹⁵ e sarebbe molto negativo per i suoi affari se il suo cliente fallisse per l'acquisto di un EPR.

Flamanville

EDF, alla fine, ordinò nel gennaio 2007 un reattore EPR, da collocare nel suo sito di Flamanville. La costruzione di questo reattore da 1630 MW fu iniziata nel dicembre 2007⁹⁷. Nel maggio 2006 EDF aveva stimato che il costo sarebbe stato di 3.3 miliardi di euro⁹⁸. A quel tempo (1 € = 1,28 US\$), ciò equivaleva a 2590 US\$/kW. Tale costo comunque non includeva i costi della prima carica di combustibile e quelli finanziari, cosicché il costo totale, che convenzionalmente include il combustibile, ma non i costi finanziari, doveva essere considerato un po' più alto.

EDF non chiese un contratto chiavi in mano e decise di gestire la contrattazione, per esempio, riservandosi a parte i contratti per la turbina e la progettazione architettonica. Non è chiaro quanto queste decisioni siano state influenzate dalla negativa esperienza di Olkiluoto e quanto dalla necessità per EDF di mantenere competenze interne.

Nel maggio 2008, le autorità di sicurezza francesi interruppero temporaneamente la costruzione a Flamanville, a causa di problemi sulla qualità della gettata del cemento delle fondamenta⁹⁹. I ritardi portarono il venditore, Areva NP a prevedere che il reattore non sarebbe stato completato fino al 2013, un anno di ritardo, ma nel novembre 2008, EDF dichiarò che i ritardi potevano essere recuperati e il reattore completato secondo la previsione originaria del 2012¹⁰⁰. EDF ammise che il costo atteso della costruzione per Flamanville era cresciuto da 3,3 a 4 miliardi di euro¹⁰¹. Ciò era allora equivalente a 3265 US\$/kW (1 € = 1,33 \$), sostanzialmente più del prezzo contrattuale di Olkiluoto, ma parecchio inferiore ai livelli americani ed al costo contemporaneo di Olkiluoto. Un funzionario dell'Areva ha suggerito che il costo di un EPR sarebbe stato ora di almeno 4,5 miliardi di euro, anche se non ha specificato se questo costo fosse totale¹⁰². Nel gennaio 2010, i sindacati francesi hanno rivelato che il progetto stava procedendo con almeno due anni di ritardo sul previsto¹⁰³. Queste affermazioni, originariamente negate da EDF, sono state poi confermate nel luglio 2010, quando essa ha anche riconosciuto che i costi erano aumentati di circa 1,7 miliardi di euro rispetto al budget originale di 3,3 miliardi di euro¹⁰⁴. Nell'ottobre 2010, Le Figaro ha rivelato un ulteriore ritardo di un anno a Flamanville, citando "numerose" fonti. EDF ha smentito queste rivelazioni¹⁰⁵.

Tabella 3 Elenco dei problemi a Flamanville 3

Data	Evento
5/06	EDF decide di procedere con Flamanville 3 ¹⁰⁶ .
7/06	Cominciano i lavori sul sito. Tempo stimato di costruzione 54 mesi, costo 3,3 miliardi di euro escluso costo del finanziamento e del combustibile ^{107,108} .
1/07	NSSS ordina da Areva NP ¹⁰⁹ .
4/07	Il governo francese rilascia la licenza di costruzione ¹¹⁰ .
12/07	Prima gettata di cemento ¹¹¹ .
3/08	ASN chiede ad EDF di migliorare il lavoro in varie aree in particolare il controllo di qualità e l'organizzazione ¹¹² . L'ispezione ha rivelato parecchi problemi nel lavoro di costruzione civile, inclusi errori nell'installazione delle barre di rinforzo di acciaio nel cemento e "inconsistenza" fra le barre di cemento armato nelle cianografie e l'effettivo piano di gettata. L'organizzazione per la preparazione della gettata di cemento era "insufficiente" ¹¹³ .
5/08	ASN impone a EDF di fermare la gettata del calcestruzzo il 26 maggio (proibizione tolta il 17 giugno). I problemi sarebbero "rispetto insufficiente della licenza e insufficiente organizzazione del progetto". Anomalie di saldatura trovate in uno dei quattro pezzi di base del contenitore di acciaio dell'edificio di contenimento ¹¹⁴ .
10/08	ASN dice ad Areva di migliorare la sorveglianza della fucinatura dopo aver trovato che le procedure usate dal subappaltante italiano Società delle Fucine non erano conformi agli standards ¹¹⁵ .
12/08	EDF riconosce che i costi sono cresciuti a circa 4 miliardi di euro a causa principalmente dell'inflazione e dei cambiamenti tecnici e normativi ¹¹⁶ . Il programma di costruzione è ancora dichiarato perseguibile.
01/10	I sindacati dichiarano che la costruzione è almeno due anni in ritardo ¹¹⁷ .
07/10	EDF conferma i ritardi e annuncia che i costi attesi sono di circa 1,7 miliardi di euro superiori al budget ¹¹⁸ .
08/10	ASN chiede ad EDF di modificare l'architettura dei sistemi di strumentazione e controllo non rilevanti per la sicurezza ¹¹⁹ .
10/10	Le Figaro rivela un ulteriore ritardo di un anno ¹²⁰ .

Fonti: come nelle note alla fine

Nota: ASN = Autorité de sûreté nucléaire

Taishan

Areva NP ha vinto la fornitura di due EPR alla Cina con termini contrattuali tali che la compagnia fornisce solo le isole nucleari e il contratto non è chiavi in mano. EDF è coinvolto nella gestione di questo progetto e possiede una partecipazione azionaria nel reattore¹²¹. Pochissime informazioni indipendenti ed affidabili vengono fuori dalla Cina sulla costruzione nucleare. L'IAEA riporta che il lavoro è partito per la prima unità di Taishan nel novembre 2009 e per la seconda unità nell'aprile 2010. Nel luglio 2010 il South China Morning Post ha reso noto che il lavoro sulla "seconda fase" delle unità di Taishan non sarebbe partito nel terzo trimestre del 2011 come preventivato¹²². Nessuna motivazione è stata fornita dai proprietari dell'impianto, ma ci sono indiscrezioni che la Cina non sia contenta in quanto i ritardi di Olkiluoto e Flamanville significherebbero che le unità di Taishan sarebbero probabilmente le prime unità EPR ad entrare in servizio.

Valutazione della sicurezza.

Come già detto prima, c'è stata una certa confusione circa il livello di valutazione della sicurezza degli EPR condotto dalle autorità di controllo finlandesi e francesi quando è stata avviata la costruzione, rispettivamente, ad Olkiluoto e a Flamanville. E' ora chiaro che nessuno dei due ha condotto una analisi completa.

Nell'agosto 2007, l'autorità di sicurezza inglese, l'HSE ha iniziato la sua revisione generale di progetto (Generic Design Assessment, GDA) per gli EPR (e per altri tre progetti). Le previsioni sono che l'analisi termini nel giugno 2011. Ci sono tre possibili conclusioni a questo processo¹²³:

- (1) se l'ente verificatore è del tutto soddisfatto, emette un documento di conferma dell'accettazione del progetto (HSE Design Acceptance Confirmation, DAC);
- (2) se è ampiamente soddisfatto emette un documento di conferma d'accettazione temporanea del progetto (HSE Interim Design Acceptance Confirmation, DAC) oppure un decreto di accettabilità temporanea del

progetto (Environment Agency Interim Statement of Design Acceptability) ed identifica i problemi GDA non risolti;

(3) se l'ente verificatore non è affatto soddisfatto non emette alcun Design Acceptance Confirmation (DAC) o Statement of Design Acceptability.

Nell'agosto 2010, HSE ha riconosciuto che la prima e la terza possibilità non sono plausibili¹²⁴. Nel secondo caso, il proponente dovrebbe sottoporre un Piano di Risoluzione. Comunque, una volta che un DAC temporaneo sia stato concesso, le questioni non previste dal Piano di Risoluzione non sarebbero considerate. L'HSE ha riconosciuto che sarà probabilmente il primo ente regolatore a completare una verifica generale dell'EPR e questo lo lascerebbe in una spiacevole posizione se le sue richieste fossero viste come meno stringenti di quelle di altri enti di controllo. L'HSE ha dichiarato nel luglio 2010¹²⁵:

“Noi abbiamo sperato in origine che le verifiche di sicurezza dell'AP1000 e dell'EPR da parte delle rispettive autorità 'nazionali' fossero complete prima che noi avessimo completato la fase 4 del GDA nel giugno 2011 così da poter pienamente utilizzare le loro conclusioni durante la nostra valutazione interna. Comunque, noi ora sappiamo che c'è una significativa attività di verifica della sicurezza in corso da parte delle autorità nazionali, sia di AP1000 che di EPR. Questo corrisponde ad un significativo impegno normativo per noi, le implicazioni del quale sono oggi in corso di verifica, insieme con i modi per assicurare una possibile cooperazioni internazionale ed una armonizzazione dei risultati delle valutazioni.”

L'HSE sostiene che completerà la GDA nel giugno 2011, ma le approvazioni "temporanee", che non saranno sufficienti per consentire la costruzione dei reattori in UK, sembrano al momento essere "più probabili" dell'approvazione finale per entrambi i progetti alla scadenza del giugno 2011¹²⁶.

Areva ha sottoposto all'NRC una pratica standard di certificazione del progetto (Standard Design Certification Application) nel dicembre 2007 più di tre anni dopo che Areva NP aveva iniziato il confronto con NRC. All'epoca, Areva si aspettava che NRC completasse la sua verifica tecnica in due anni e finisse la stesura delle regole di certificazione del progetto l'anno seguente, il 2010¹²⁷. Questa ipotesi è risultata super-ottimistica e nel marzo 2010, dopo un certo numero di ritardi, l'NRC ha stabilito che la certificazione finale non sarebbe avvenuta prima del giugno 2012¹²⁸.

Strumentazione e controllo

La tavola 2 mostra che c'erano conflitti tra Areva e la STUK, l'organismo di controllo finlandese, ancor prima che la costruzione iniziasse. I termini della contesa erano stati illustrati da una lettera inviata dal capo dello STUK, Jukka Laaksonen, al CEO dell'Areva, Anne Lauvergeon, a dicembre 2008 (vedi Allegato 1). In aprile 2009, l'HSE classificò il sistema di Strumentazione & Controllo (I&C) come 'argomento da sottoporre all'organismo governativo di controllo', sistema costituito da una particolare parte del progetto che non era in grado di rispondere agli standard di sicurezza del Regno Unito¹²⁹. A luglio 2010, l'argomento I&C restava come una voce da sottoporre all'organismo di controllo e, mentre HSE stabiliva a luglio 2010 che avrebbe anticipato il lavoro al fine di trovare una soluzione accettabile, essa non aveva ricevuto i dettagli delle modifiche proposte. L'argomento specifico qui emerso era che il livello di ridondanza nei sistemi I&C sarebbe stato definito in seguito in un esame congiunto fatto dalle commissioni di sicurezza del UK, della Francia e della Finlandia nel novembre 2009¹³⁰. Ad agosto 2010, l'HSE disse che, mentre riteneva che una 'posizione accettabile poteva essere raggiunta dal GDA', questo sarebbe dipeso 'dalle risposte nel tempo e nella qualità da parte di EDF ed Areva e che essa aveva da tempo notato difficoltà nella consegna di altri argomenti di I&C'.

Gli organismi di controllo cinesi e statunitensi non erano coinvolti in questo processo, ma a luglio 2010, si disse che la NRC USA aveva trovato che I&C era troppo complesso ed interconnesso per ottenere l'approvazione dell'organismo statunitense. L'argomento fu descritto dal portavoce della NRC come 'un argomento che si accingeva ad un percorso (troppo) critico per poter essere risolto'¹³². Non è affatto chiaro se questa risoluzione potrebbe ritardare il completamento della revisione al di là di giugno 2012. Tuttavia, i sistemi I&C per UK, Francia, Finlandia e USA saranno adesso tutti differenti uno dall'altro perché è troppo tardi per apportare alcuni cambiamenti ai progetti francese e finlandese¹³³.

Core catchers (sistemi cattura nocciolo)

Un particolare argomento di contesa è stato quello della necessità di un sistema “cattura nocciolo”. Al verificarsi dell’evento di fallimento del sistema di emergenza del raffreddamento del nocciolo, questo apparato dovrebbe “catturare” il nocciolo qualora esso riuscisse a rompere il contenitore pressurizzato del reattore. Non c’è accordo internazionale sulla necessità per questo dispositivo: esso è visto come essenziale per la maggior parte dei paesi europei, ma non per gli USA e altri paesi come la Corea. Comunque, questo sistema è dispendioso e Anne Lauvergeon ne lamenta gli extra costi come uno dei fattori che stanno dietro alla perdita del contratto per UAE in favore di un progetto coreano che non ha un “cattura-nocciolo”¹³⁴. Lauvergeon ha dichiarato che i miglioramenti della sicurezza progettati per prevenire ogni rilascio radioattivo all’esterno – come il cattura-nocciolo ed il rafforzamento del sistema di contenimento – rendevano l’EPR più costoso del 15% rispetto a un PWR della II generazione¹³⁵.

Argomenti economici

Quando, per la prima volta, fu posto all’attenzione dell’opinione pubblica un “Rinascimento Nucleare”, un elemento chiave fu l’uso dei progetti cosiddetti della generazione III+, che avrebbero dovuto essere più sicuri, più semplici, più economici e più facili da costruire dei progetti precedenti. Questo, fu dichiarato, avrebbe consentito di superare i problemi che avevano portato alla drammatica riduzione degli ordinativi dalla metà degli anni ’80 in poi. Affermazioni particolarmente forti furono fatte sui costi, con i venditori che dichiaravano come i loro nuovi progetti potevano essere costruiti per 1000 US\$/kW. Come notato sopra, il costo è stato un argomento particolare fin dalla partenza dell’EPR e le affermazioni circa il suo costo non erano tanto aggressive quanto quelle degli altri progetti. Cionondimeno, nel 1998, NPI dichiarava che i reattori potevano essere costruiti per 1415 US\$/kW¹³⁶. Nel 2001, un dirigente statunitense responsabile per Framatome dichiarava che l’EPR poteva essere costruito in USA per 1320 US\$/kW¹³⁷.

Nel 2003, gli studi della TVO per Olkiluoto avvisavano che si sarebbe potuto comprare un reattore nucleare per 1800 US\$/kW o meno. Gli studi di EDF per lo stesso anno assumevano un costo di 1275 €/kW, cioè circa 1450 US\$/kW¹³⁸, mentre il governo francese era ancora più ottimista nel settembre di quell’anno, assumendo un costo di 1043 €/kW¹³⁹. Queste previsioni si sono rivelate disperatamente irrealistiche dal momento che è venuto fuori come l’offerta aggiudicata per Olkiluoto sia stata effettivamente di 3 miliardi di euro, equivalente a 1875 €/kW o 2300 US\$/kW.

Nel maggio 2006, quando EDF ordinò Flamanville, il costo stimato da EDF fu di 3,3 miliardi di euro, essenzialmente lo stesso di Olkiluoto considerata l’inflazione e la potenza d’uscita più alta (1630 MW)¹⁴⁰.

I costi degli impianti di Olkiluoto e di Flamanville salivano rapidamente, ma non era chiaro quanto questo fosse dovuto ad una implicita sottostima dei costi e quanto a specifici errori. Le stime iniziali del costo per gli EPR USA non sono stati meno irrealistici con Areva ed Unistar che dichiaravano costi finali di 1600-2000 US\$/kW nel 2005¹⁴¹. Ancora nel 2008, Unistar stimava solamente un costo di 2400 US\$/kW (in \$ 2005)¹⁴². Comunque, ad agosto di quell’anno, il CEO dell’Unistar, Mayo Shattuck, suggeriva che il costo sarebbe stato alla metà superiore dell’intervallo 4500 – 6000 US\$/kW (7,2-9 miliardi di US\$)¹⁴³.

Notizie di offerte fatte in contesti internazionali produssero costi proiettati ancora più in alto. In Sud Africa, la Eskom si aspettava un costo di costruzione di 2500 US\$/kW. A gennaio 2008, Eskom ricevette due offerte in risposta alla sua gara indetta a novembre dell’anno precedente per nuova capacità nucleare di 3200 –3400 MW nel breve termine e fino a 20000 MW entro il 2025. Un’offerta era da parte dell’Areva per due EPR (più 10 per il lungo termine) e un’altra era della Westinghouse per tre AP1000 (più 17 per il lungo termine)¹⁴⁴. Entrambi affermavano che le loro offerte erano “chiavi in mano”, ma non era chiaro se esse fossero realmente chiavi in mano nel senso del prezzo fissato o se esse fossero semplicemente per l’intero impianto. Fu dichiarato più tardi che le offerte erano per circa 6000 \$/kW – più del doppio del prezzo atteso¹⁴⁵.

Nel 2007, l’Autorità per l’Energia dell’Ontario (OPA), l’organismo pubblico responsabile della pianificazione del sistema elettrico dell’Ontario, ha assunto che gli impianti di potenza nucleare potrebbero essere costruiti per circa 2900 C\$/kW¹⁴⁶. Nel giugno 2008, il governo canadese annunciò che Darlington nell’Ontario sarebbe stato il sito per costruire un nuovo progetto da due unità e il 20 maggio 2009, trapelò l’informazione che il governo dell’Ontario aveva scelto l’AECL come il capo commessa di Areva e

Westinghouse per avviare la costruzione dei primi nuovi impianti nucleari in Canada nei prossimi 25 anni. Fu previsto che due nuovi reattori iniziassero ad operare entro il 2018. Tuttavia, fu riportato che il governo provinciale aveva condizionato qualsiasi avanzamento dell'impresa alle garanzie finanziarie da parte del governo federale per coprire i conseguenti rischi finanziari. Sono state ricevute tre offerte, una dall'Areva ed una dall'AECL, ma solo quella dell'AECL era compatibile con la richiesta che il venditore s'assumesse il rischio della costruzione. Ci fu un comunicato stampa sulla dimensione delle offerte. Risultava che l'offerta non compatibile dell'Areva era di 23,6 miliardi di dollari canadesi (21 miliardi di US\$) per due EPR (da 1600 MW ciascuno) o 7375 C\$/kW (6600 US\$/kW). Le offerte dell'AECL e della Westinghouse erano più alte. L'Ontario decise di sospendere la gara. In seguito, Areva contestò il prezzo pubblicato dell'offerta, ma non volle fornire il prezzo reale che avrebbe offerto¹⁴⁸.

A dicembre 2009, l'UAE ordinò quattro reattori nucleari dalla Corea usando la tecnologia AP1400, battendo l'opposizione del consorzio guidato da EDF (includente GDF Suez, Areva e Total con l'EPR) e GE-Hitachi¹⁴⁷. Il contratto riguardava la Korean Electric per costruire ed esercire i reattori, il primo dei quali da porre in servizio in un sito non specificato nel 2017 e l'ultimo entro il 2020. I termini dell'affare e cosa esso includesse non erano chiari, sebbene il contratto avesse il valore di 20,4 miliardi di dollari. L'offerta coreana era di 16 miliardi di dollari, più bassa di quella francese¹⁴⁹.

La risposta da parte dell'Areva a questo fallimento fu particolarmente al vetriolo. Il CEO, Anne Lauvergeon, incolpò le caratteristiche aggiuntive di sicurezza richieste dal mercato europeo, particolarmente il "cattura-nocciolo" e il doppio edificio di contenimento in cemento armato che l'EPR include, mentre l'offerta vincitrice, la coreana APR-1400 non ha il "cattura-nocciolo" ed ha soltanto un singolo edificio di contenimento in cemento armato. Ella propose che Areva potrebbe offrire i modelli della precedente generazione (per esempio, il progetto da 1000 MW venduto alla Cina nel 1980) per esportare nei paesi del terzo mondo¹⁴⁹.

Il rapporto Roussely

Il governo francese ha realizzato tardivamente che la commercializzazione dell'EPR stava andando male e nell'ottobre 2009 ha incaricato un precedente CEO dell'EDF, Francois Roussely, di esaminare lo stato dell'industria nucleare francese. Il suo rapporto doveva aiutare ad evitare il fallimento nel vincere la gara per l'UAE nel dicembre 2009. Questo fallimento era visto in Francia come se fosse dovuto alla mancanza di un'offerta integrata, che includesse la progettazione, la costruzione, il combustibile e i rifiuti, ed anche la fornitura delle apparecchiature. Il rapporto, "Il Futuro del Settore del Nucleare Civile Francese" fu pubblicato a luglio 2010¹⁵⁰.

Roussely ha identificato due fondamentali problemi:

- La credibilità dell'EPR è stata seriamente danneggiata dai problemi avuti a Olkiluoto e Flamanville;
- I fattori di capacità (producibilità) dei reattori in Francia sono peggiorati nettamente mentre dovunque nel mondo questi sono migliorati significativamente.

Egli fa 15 raccomandazioni, 12 descritte come 'strutturali' e 3 come 'emergenza'. La maggior parte delle misure strutturali appaiono destinate a creare una "Squadra Francia", che possa assicurare che la Francia è capace di offrire un pacchetto unificato e omnicomprensivo per i mercati d'esportazione nei paesi emergenti. Egli raccomanda che l'estensione della vita operativa dei reattori a 60 anni sia sostenuta (adeguatamente, ndr), e che ulteriore ottimizzazione dell'EPR sia ottenuta attraverso il confronto con le passate esperienze e con i quattro reattori in costruzione. Questa ottimizzazione dovrebbe essere ricavata congiuntamente da EDF ed Areva.

Sui problemi a Olkiluoto e Flamanville, egli raccomanda solamente che questi reattori siano completati con un piccolo ritardo e un sovra-costi il più basso possibile. Le lezioni tratte da tutto questo dovrebbero essere importate nella costruzione dell'unità di Penly e in ogni unità ordinata per l'UK. L'argomento della scarsa producibilità non appare essere coinvolto direttamente in ognuna di queste raccomandazioni. Egli raccomanda fortemente che sia introdotto un patto sindacale sulle condizioni d'impiego applicabile a tutti i lavoratori dell'energia nucleare in Francia e che la missione dell'Agenzia della Sicurezza Nucleare (ASN) sia revisionata, ma non è chiaro come questo potrebbe raddrizzare l'argomento della scarsa producibilità.

Di principale interesse è la sua diagnosi dei problemi con l'EPR. Egli attribuisce tali problemi direttamente alla 'complessità':

“La complessità dell'EPR deriva dalle scelte di progetto, in particolare dal livello di potenza, dal sistema di contenimento, dal sistema di cattura del nocciolo e dalla ridondanza dei sistemi. E' certamente uno svantaggio per la sua costruzione e per i suoi costi. Questi elementi possono spiegare in parte le difficoltà riscontrate in Finlandia e a Flamanville.”

Egli raccomanda:

“L'EPR dovrebbe quindi essere ulteriormente ottimizzato basandosi sull'esperienza acquisita dai reattori in costruzione e dalle passate realizzazioni. Questa ottimizzazione dovrebbe essere realizzata da EDF e da Areva, di concerto con ASN, con lo scopo di rendere il progetto dettagliato sicuro [quanto l'attuale progetto].”

Questa raccomandazione non sembra realistica. L'EPR è stato progettato in un lungo tempo con l'obiettivo specifico di razionalizzare le prestazioni dei precedenti progetti. Assumere che potrebbe bastare un semplice e rapido processo per revisionare nuovamente il progetto in modo da semplificarlo, appare completamente irrealistico. Questo è bene illustrato dall'argomento del sistema I&C sopra commentato, che, ironicamente, è stato giudicato non avere sufficiente ridondanza. Questo problema è stato per la prima volta identificato nel 2008; più di due anni dopo, non è stata ancora presentata all'organismo di controllo una dettagliata soluzione del problema. Ogni nuova progettazione che sia sufficientemente completa per ridurre significativamente la complessità e i costi dovrebbe quasi certamente essere così estensiva come richiesto dall'organismo di controllo in modo da permettere un vero e completo riesame del progetto.

Questo è stato il caso dei problemi con l'AP1000 negli USA. Questoprogetto ottenne la generica approvazione dall'organismo di controllo statunitense nel 2006; poi nel 2008, il fornitore, Toshiba/Westinghouse, ha introdotto nel progetto finale un tal numero di revisioni che l'organismo di controllo USA si aspetta di poterlo approvare non prima del 2012. Se noi assumiamo che questo processo di razionalizzazione possa essere fatto in due anni partendo dal 2011 e che l'organismo di controllo ci possa mettere ulteriori quattro anni per approvare il progetto, ciò significherebbe che il progetto definitivo non sarebbe pronto prima di circa il 2017/18, cioè dopo che l'unità di Penly in Francia sarà entrata in servizio e all'incirca nello stesso tempo in cui EDF dice che ci sarà in servizio il primo EPR nel Regno Unito.

Roussely raccomanda che l'offerta del nucleare internazionale francese sia 'diversificata' con un progetto più piccolo, l'Atmea, che potrebbe essere messo sul mercato rapidamente come un progetto più adatto ai mercati che non vogliono acquistare un reattore così grande come l'EPR. Nel 2007 fu annunciata per la prima volta la *joint venture* Areva-Mitsubishi per sviluppare l'Atmea¹⁵¹. L'Atmea è stato descritto come un reattore della generazione III (piuttosto che III+). Un portavoce della compagnia disse che Atmea si sarebbe basato su 'tecnologie provate' senza 'breakthrough tecnici' o 'innovazioni rivoluzionarie'. Fu detto che il progetto sarebbe stato sottoposto all'organismo francese di controllo, ASN, entro giugno 2010¹⁵². L'obiettivo per l'ASN di completare l'esame entro l'autunno del 2011 appare irrealistico. Progetti di queste dimensioni da parte dell'Areva o della Mitsubishi sono ora vecchi di almeno 30 anni e, considerando le nuove caratteristiche come il sistema "cattura nocciolo" e la protezione contro l'incidente aereo, si dovrà prendere atto che il progetto sarà sostanzialmente nuovo. Ciò suggerisce che, o è stato adottato un programma temporale molto ottimistico, o che l'esame dell'ASN non sarà una semplice revisione completa. Realisticamente, è molto improbabile che il progetto Atmea sia in grado di accettare ordini prima di 4-5 anni ed è lungi dall'essere chiaro quali acquirenti ci potranno essere. GDF-Suez ha mostrato interesse a costruirne uno in Francia, ma, dato che la Francia ha già notevole sovra capacità nucleare, ciò appare come un non senso. Altri acquirenti, come la Giordania, sono ancora lontani dal fare un ordine e per un paese senza esperienza nucleare ordinare un prototipo non provato potrebbe costituire un grande rischio.

E' particolarmente interessante notare le cose su cui Roussely tace completamente. Egli evita di menzionare l'ordine dai prezzi proibitivamente alti fatto da Areva all'Ontario e al Sud Africa, circa il doppio di quanto i governi si aspettavano. Egli presenta come un grande affare il progetto Atmea, ma non dice nulla circa il progetto Kerena, un progetto BWR su cui Areva ha lavorato così a lungo quanto sul progetto Atmea. Il progetto Kerena è una delle opzioni nel caso della costruzione di un altro reattore nucleare in Finlandia.

La questione che Roussely dovrebbe porre, ma che evita completamente, è se l'EPR è salvabile. Date le difficoltà nei siti di costruzione, stime dei costi drammaticamente lievitare e difficoltà di ottenere l'approvazione generica di sicurezza, questa è sicuramente la questione che richiede una risposta. Potrebbe essere che, se la risposta fosse negativa, le conseguenze per la strategia nucleare francese sarebbero così severe che la questione diventerebbe politicamente impossibile per un'indagine commissionata dal governo francese.

Le ricadute derivanti dal rapporto Roussely sembrano proseguire con la continuazione degli sforzi da parte del governo francese per creare una 'Squadra Francia' e con le due compagnie chiave, EDF e Areva che stanno manovrando per la posizione di vantaggio. Si è detto in settembre che EDF era stata spinta ad aumentare la sua partecipazione azionaria diretta in Areva dal 2,4% al 15%¹⁵³. EDF esprimeva chiaramente la sua insoddisfazione nei confronti di Areva. Si era detto a settembre 2010 che EDF stava contemplando la partecipazione con un venditore nucleare cinese o un venditore nucleare russo per offrire i loro progetti al Sud Africa¹⁵⁴ e che EDF stava pianificando di sviluppare reattori nucleari da un proprio progetto in competizione con Areva¹⁵⁵. Né l'una, né l'altra proposta sembra realistica: il progetto cinese è essenzialmente un progetto del 1970 importato dalla Francia, che a sua volta lo aveva importato dagli USA; la storia dell'EPR suggerisce che il tempo che ci vuole dall'inizio del progetto concettuale fino al punto quando il reattore può essere ordinato è probabilmente dell'ordine di 10-15 anni. Una spiegazione più probabile è che EDF stia cercando di assicurarsi che in ogni nuova configurazione dell'industria nucleare francese, essa si trovi in vantaggio.

Conclusioni

Il progetto EPR è in crisi.

- La costruzione è andata drammaticamente male nei due siti in Europa dove essa è in corso;
- I prezzi che vengono proposti sono così alti che tutti i contesti dove l'EPR è stato offerto sono stati, o abbandonati (Sud Africa e Canada), o il contratto è stato aggiudicato a un'offerta molto più bassa fatta da parte di un competitore (UAE);
- Mercati potenziali come gli USA, il Regno Unito e l'Italia, tutti appaiono problematici e gli orinativi del reattore, se alla fine verranno fatti, ci saranno molto più tardi di quanto atteso;
- Il processo di ottenere l'approvazione della sicurezza in Francia, in UK ed in USA è incompleto e, anche se esso sarà conseguito, le caratteristiche necessarie per avere l'approvazione dagli organismi di controllo aggraveranno significative maggiorazioni dei costi.

I due siti in Europa dove l'EPR è in costruzione, Olkiluoto e Flamanville, si sono rivelati molto nefasti fin dall'inizio della costruzione. Si era pensato che i problemi a Olkiluoto fossero dovuti alla mancanza d'esperienza dell'azienda elettrica e alla inesperienza dell'Areva NP nel fare l'architetto-ingegnere. Comunque, il fatto che l'EDF, la più sperimentata azienda elettrica nucleare nel mondo, non sembra aver fatto meglio a Flamanville suggerisce che i principali problemi sono collegati più alla costruibilità del progetto stesso che agli specifici problemi di Olkiluoto.

La promessa degli impianti della generazione III+, quella che essi avrebbero "avuto il vantaggio di combinare la tecnologia già familiare agli operatori degli attuali impianti con caratteristiche di sicurezza grandemente migliorate e significative semplificazioni così da attendersi il risultato di costi di costruzione e di esercizio più bassi e più prevedibili"¹⁵⁶, non è stata mantenuta affatto. Il Capo Esecutivo dell'Areva, Anna Lauvergeon, riconosce che: "il costo dei reattori nucleari è 'sempre' salito per ciascuna generazione, perché i requisiti di sicurezza sono sempre più alti. "La sicurezza ha un costo"¹⁵⁷. Francois Roussely, precedente CEO dell'EDF ha sentenziato: "La risultante complessità dell'EPR, derivante dalla scelta di progetto, specialmente per ciò che riguarda il livello di potenza, il sistema di contenimento, il sistema 'core catcher' e la ridondanza dei sistemi di sicurezza costituisce certamente uno svantaggio per la sua costruzione e quindi per i suoi costi"¹⁵⁸.

La nozione intuitivamente plausibile che, partendo da zero, una nuova generazione di reattori nucleari potesse facilmente emergere con un progetto più razionale e più economico ed anche più sicuro si è rivelata come un'illusione a causa del lento ed ancora incompleto processo per ottenere l'approvazione di sicurezza. La decisione delle autorità finlandesi e francesi di permettere l'avvio della costruzione prima dell'approvazione generale ha portato effetti giudicati particolarmente sfavorevoli.

Già nel 1995 e ancora nel 1997, esistevano preoccupazioni circa il costo dell'EPR, allora previsto in 2000 US\$/kW, ma quando altri venditori cominciarono ad asserire che essi potevano costruire impianti per 1000 US\$/kW, Framatome si sentì obbligata a seguire la tendenza. Mentre essa non disse mai che fosse possibile il costo di 1000 US\$/kW, asserì però che i reattori potevano essere costruiti per meno di 1500 US\$/kW nel 1998 e 2001, cioè meno di un quarto del prezzo che sta offrendo una decade dopo. A 6000 US\$/kW o più, sembra improbabile che l'EPR sia acquistabile, eccetto dove vengano offerti sussidi pubblici e/o ci sia una forte probabilità di recuperare il costo pieno da parte dei consumatori, indipendentemente da quale sia il costo.

Quanto la realtà di questi alti costi colpisca nel segno, lo si ricava dal fatto che probabilmente perfino i mercati in cui il sostegno governativo per i nuovi ordini è stato più forte, come negli USA e nel UK, troveranno difficile sostenere tali costi.

Dal punto di vista degli affari, il percorso giusto per Areva e EDF sembra chiaro. Essi devono tagliare le loro perdite ed abbandonare subito l'EPR. Nel breve termine ciò richiederà alcune penose cancellazioni, per esempio, degli investimenti in UK ed in USA, ma nel lungo termine, le perdite saranno molto più grandi se essi continueranno a tentare di far funzionare EPR. Le attività commerciali principali di Areva sono quelle dell'esercizio e del combustibile dei reattori e queste sarebbero poco colpite dall'abbandono dell'EPR. L'EDF possiede già troppa capacità di generazione nucleare in Francia, cosicché il non ordinare ulteriori reattori la salverà da spese di capitale non necessarie nel momento in cui essa prende atto che i suoi debiti sono troppo alti¹⁵⁹.

Comunque, da un punto di vista politico, la Francia ha investito così tanti capitali politici e finanziari nel voler essere leader mondiale nella tecnologia nucleare, che la decisione di abbandonare il progetto sarà politicamente molto dolorosa anche se inevitabile. Tuttavia, per i governi di paesi come gli USA e UK, che hanno investito poco capitale politico nel sogno nucleare francese, il percorso è chiaro: fermare tutti gli investimenti di denaro pubblico nella fallimentare tecnologia EPR.

Allegato 1 – Lettera da Jukka Laaksonen a Anna Lauvergeon

9 dicembre 2008

Cara Signora Lauvergeon,

con questa lettera voglio esprimere la mia grande preoccupazione circa la mancanza di progresso nel progetto dell'automazione NPP di Olkiluoto 3.

La costruzione dell'impianto di Olkiluoto 3 sembra procedere generalmente bene, ma io non riesco a vedere realizzato un effettivo progresso nel progetto dei sistemi di controllo e di protezione. Senza un appropriato progetto che soddisfi ai principi basilari della sicurezza nucleare, e che sia derivato sostanzialmente e trasparentemente dal concetto presentato come un allegato alla licenza di costruzione, io non vedo la possibilità di approvare l'installazione di questi importanti sistemi. Questo significherebbe che la costruzione andrà incontro ad un arresto e che non è possibile dare il via alle prove di "commissioning".

Avevo già espresso la mia preoccupazione su questo argomento nella primavera del 2008, nella riunione con il Sig. Xavier Jacob e i dirigenti della TVO. Dopo ciò, l'Areva ha organizzato un workshop a livello professionale a Erlangen il 23-25 aprile 2008. L'obiettivo del workshop era quello di chiarire le questioni tecniche aperte. Avevo detto subito dopo che l'evento era stato un successo dal momento che le nostre preoccupazioni erano state trasferite ai vostri esperti ed erano state ben comprese da essi. Era stato specialmente incoraggiante udire che dopo il workshop un gruppo, capeggiato da un esperto di grande reputazione, come il Dr. Graf, aveva avuto l'incarico di rispondere prontamente alle questioni poste.

Da allora ci sono stati parecchi incontri tra i nostri esperti, ma noi non abbiamo visto il progresso nel lavoro come ci aspettavamo da parte dell'Areva. I sistemi con la più grande rilevanza per la sicurezza devono essere progettati dall'Areva NP SAS, ma sfortunatamente la capacità o la mancanza di conoscenza professionale di alcune persone che parlano nelle riunioni degli esperti per conto di quella organizzazione impediscono di fare progressi nella soluzione dei problemi. Pertanto, evidenti errori di progetto non sono stati corretti e noi non stiamo ricevendo la documentazione di progetto con adeguate informazioni e requisiti verificabili. Ciò è sfortunato perché io sono convinto che nella vostra organizzazione ci sia sufficiente competenza per risolvere tutte le questioni aperte. Mi auguro che questa competenza inizi ad essere realmente usata in questo progetto e che un contributo da parte del Dr. Graf e del suo gruppo sia stato effettivamente utilizzato.

Sinceramente spero che voi possiate iniziare qualche azione in questo campo, in modo da assicurarci di portare la costruzione di Olkiluoto 3 al termine con pieno successo.

Con i miei migliori regards,

Jukka Laaksonen
Direttore Generale, STUK

Endnotes

- 1 European Pressurised water Reactor or Evolutionary Pressurised water Reactor for the US market.
- 2 Nucleonics Week 'Areva, Mitsubishi introduce mid-size 'Atmea 1' PWR design' Sept 6, 2007, p 1.
- 3 Agence France Presse 'France's EDF designs reactor to challenge Areva: report' September 28, 2010.
- 4 Nuclear News 'Joint Franco-German design partly unveiled', Aug 1992, p 52.
- 5 Nucleonics Week 'EPR basic design goes forward: EDF to build first unit by 2000' Mar 2, 1995, p 5.
- 6 Nucleonics Week 'France-German advanced reactor may be too expensive to buy' Nov 16, 1995.
- 7 Nucleonics Week 'EPR becoming 1,800-MW plant to meet competitive targets' Aug 21, 1997, p 5.
- 8 Nucleonics Week 'EPR design certification expected in mid-2000: interim opinion sooner' Sept 13, 1999, p 11.
- 9 Inside NRC 'Lacoste says licensing advanced PWR in France would take 2 to 3 years' Dec 30, 2002.
- 10 Nuclear News 'Siemens/Framatome nuclear merger completed' Aug 2000, p 109.
- 11 Nuclear News, 'Proposal for fifth reactor should fulfill licensing reqs' Apr 2001, p 46.
- 12 Nucleonics Week 'Westinghouse will sit out bid for single unit in Finland' Nov 14, 2002, p 1.
- 13 Nucleonics Week 'Framatome claim AP1000 couldn't win Finnish bid on economics is denied' Apr 10, 2003.
- 14 Nucleonics Week 'ENEC says it considered designs with core catchers for new reactors' January 28, 2010, p 1.
- 15 Inside NRC 'French and Finnish EPRs will march to different regulatory drums' Dec 13, 2004, p 10.
- 16 Nucleonics Week 'STUK okays Olkiluoto-3, sets limit on initial fuel burnup' Jan 27, 2005, p 1.
- 17 Nucleonics Week 'EPR wins design approval from French government' Oct 14, 2004, p 6.
- 18 Inside NRC 'Areva ready for NRC to start design review process for EPR' Feb 7, 2005, p 1.
- 19 Xinhua Economic News Service 'China Focus: China, France sign 8-bln-Euro nuclear energy deal' Nov 27, 2007.
- 20 TendersInfo 'China : Shaw Signs Contract to Support Additional AP1000 Nuclear Power Plants in China' August 22, 2010.
- 21 Nucleonics Week 'Westinghouse may win China bid as Areva balks at tech transfer' March 16, 2006, p 15.
- 22 Nucleonics Week 'French consortium to submit bids to build two EPRs in South Africa' Jan 24, 2008, p 5.
- 23 Nucleonics Week 'Big cost hikes make vendors wary of releasing reactor cost estimates' Sept 14, 2008.
- 24 Nucleonics Week 'Eskom to build initial reactors, but long-term plan to be curtailed' Nov 20, 2008.
- 25 Nucleonics Week 'Eskom cancels tender for initial reactors' Dec 11, 2008, p 1.
- 26 Nucleonics Week 'AECL, Areva, Westinghouse submit bids for new reactors at Darlington' Mar 5, 2009, p 3.
- 27 The Candu reactor uses heavy water as moderator rather than light water as in the PWR.
- 28 Nucleonics Week 'Areva disputes EPR cost figure as Canadians grapple with risk issue' Jul 23, 2009, p 1.
- 29 Nucleonics Week 'UAE starts selection process for multi-unit nuclear program' Feb 12, 2009, p 3.
- 30 Nucleonics Week 'Three consortia submit bids to UAE to build new reactors' Jul 9, 2009.
- 31 Nucleonics Week 'Bidders said to be making last-ditch efforts to supply reactors to UAE' December 10, 2009, p 1.
- 32 The US Department of Energy commissioned a cost study from the University of Chicago, which was published in 2004 and concluded that nuclear power was competitive with power from coal and natural gas. Office of nuclear energy, science and technology (2004) 'University of Chicago: "Nuclear Power Competitive With Coal & Natural Gas"' Press Release, September 20, 2004. <http://nuclear.gov/home/09-20-04.html>
- 33 <http://nuclear.gov/home/11-21-03.html>
- 34 Congressional Budget Office (2003) 'Congressional Budget Office cost estimate: S14 Energy Policy Act of 2003' Congressional Budget Office, Washington. <http://www.cbo.gov/ftpdocs/42xx/doc4206/s14.pdf>
- 35 Up to \$500 million each for the first two new nuclear reactors, and half of the overruns due to such delays (up to \$250 million each) for the next four reactors. See <http://www.ne.doe.gov/energypolicyact2005/neeact2a.html>
- 36 http://www.irs.gov/irb/2006-18_IRB/ar07.html
- 37 http://edocket.access.gpo.gov/cfr_2008/janqtr/pdf/10cfr609.2.pdf
- 38 <http://lpo.energy.gov/wp-content/uploads/2010/09/NuclPowerSol7-11-08Amend1.pdf>
- 39 Inside NRC 'NRC extends US EPR design review by six months; COL delays not expected' Mar 1, 2010, p 5.
- 40 Constellation Energy Nuclear Group, undated 'Fact Sheet'. Accessed on Jan 27, 2009 at http://www.constellation.com/vcmfiles/Constellation/Files/Press-Kit_Corp_NuclearGrp_2008-09-17.pdf
- 41 Nucleonics Week, 2008 'EDF to acquire nearly half of Constellation's nuclear business' Dec 18, 2008, p 1. 23

- 42 Nucleonics Week, 2008 'In France, EDF/CEG deal draws fire, but seen as key to EPR series cost' Dec 25, 2008.
- 43 Electric Utility Week, 2008 'Regulators back expansion of Calvert Cliffs, but environmentalists ask for preconditions' Dec 1, 2008, p 28.
- 44 <http://www.nrc.gov/reactors/new-reactors/col/calvert-cliffs/review-schedule.html>
- 45 SNL Coal Report 'Optimism fades to frustration on Constellation's nuclear expansion' Aug 9, 2010.
- 46 http://shareholders-and-investors.edf.com/fichiers/fckeditor/Commun/Finance/Publications/Annee/2010/H12010/H12010EDFGroupResultats_100802_va.pdf
- 47 Washington Post 'Constellation, EDF in purchase dispute' September 25, 2010.
- 48 Baltimore Sun 'Daily Briefing' September 28, 2010.
- 49 International Herald Tribune 'EDF partner sees impasse in plan for U.S. reactor: Cost of loan guarantee dooms joint project, Maryland utility says' October 11, 2010, p 15
- 50 EDF (2010) 'Constellation Energy Group, Inc' Form SC 13D/A. Filed 10/28/10 with the United States Securities and Exchange Commission.
- 51 Nucleonics Week, 'Enel Targets 2020 for Operation of First Italian EPR Unit,' Oct 8, 2009.
- 52 Nucleonics Week, 'Milan Utility A2A Could Become Hub of AP1000 Consortium for Italy,' Oct 22, 2009.
- 53 The Hindu, 2009. 'Areva to sign MoU with NPCIL; to set up two reactors' January 22, 2009. Accessed on Jan 27, 2009 at <http://www.hindu.com/thehindu/holnus/006200901221224.htm>
- 54 European Daily Electricity Markets 'Penly project less certain after GDF SUEZ pullout' September 24, 2010.
- 55 European Daily Electricity Markets 'GDF SUEZ may seek partner for new French nuclear unit' September 27, 2010.
- 56 The Telegraph-Journal 'Alward to shelve Areva deal; Generation Premier-elect says he plans to put future nuclear plans with Areva on ice and concentrate on the ongoing completion of Point Lepreau power plant refurbishment' September 29, 2010.
- 57 Project Director Martin Landtman stated: 'The value of the whole Olkiluoto 3 investment including the Turn-key Contract is about EUR 3 billion in year 2003 money. No other figures are published', personal communication, e-mail to Mycle Schneider, dated 8 Oct 2004.
- 58 Nucleonics Week, 'EC probing claims Olkiluoto loan guarantees were state aid', 26 Oct 2006.
- 59 Nucleonics Week, 'Areva reveals 47% cost overrun on contract for Olkiluoto-3', 5 Mar 2009, p 1.
- 60 Nucleonics Week, 'Giant EPR said to be competitive: EDF to decide on order next year', 6 Nov 1998, p 1.
- 61 Petroleum Economist, 'France mulls nuclear future', Mar 2001.
- 62 Nucleonics Week, 'EPR safety approval won't last beyond 2002, regulator warns', 6 Mar 1997.
- 63 Agence France Presse 'Areva reports profit surge from sale of asset', July 30, 2010.
- 64 Agence France Presse, 'Setbacks plague Finland's French-built reactor', 30 Jan 2009.
- 65 Nucleonics Week 'Problems in getting information could delay review of Olkiluoto-3' Apr 1, 2004, p 4.
- 66 Nucleonics Week, 'Olkiluoto-3 base slab pour delay not expected to impact end date' Oct 20, 2005, p 4.
- 67 Nucleonics Week 'Construction of Olkiluoto-3 behind schedule' Feb 2, 2006, p 1.
- 68 Nucleonics Week 'STUK begins investigating construction delay at Olkiluoto-3' Mar 2, 2006, p 8.
- 69 Nucleonics Week 'Olkiluoto-3 containment liner set in place, but project still lags' Mar 2, 2006, p 8.
- 70 Nucleonics Week 'Host of problems caused delays at Olkiluoto-3, regulators say' Jul 13, 2006, p 1.
- 71 Nucleonics Week 'Olkiluoto-3 delays lower Areva nuclear profits by Eur 300 million' Oct 5, 2006, p 4.
- 72 Nucleonics Week 'Problems found with Olkiluoto-3 hot legs' Oct 19, 2006, p 1.
- 73 Nucleonics Week 'Areva puts star engineer in charge of Olkiluoto-3 project' Nov 2, 2006.
- 74 Nucleonics Week 'Olkiluoto-3 commercial date slips to late 2010 at earliest' Dec 7, 2006, p 1.
- 75 Finnish Broadcasting Company TV news, 30 Jan 2007.
- 76 Nucleonics Week 'Lack of complete design blamed for problems with Olkiluoto-3' May 17, 2007, p 4.
- 77 Nucleonics Week 'Areva: Plane crash requirements to delay Olkiluoto-3 construction' Aug 16, 2007, p 1.
- 78 Nucleonics Week 'Regulator requires repairs to welds on Olkiluoto-3 containment liner' Sept 20, 2007, p 1.
- 79 Nucleonics Week 'Areva, TVO at odds over resolution of Olkiluoto-3 cost overruns' Sept 6, 2007 p 9.
- 80 Nucleonics Week 'Second top TVO executive leaving Olkiluoto-3' June 26, 2008, p 1.
- 81 Nucleonics Week 'Target date for operating Olkiluoto-3 again delayed, this time until 2012' Oct 23, 2008.
- 82 Nucleonics Week 'STUK finds more problems with Olkiluoto-3 liner, forgings' Nov 13, 2008, p 3.
- 83 Nucleonics Week 'TVO CEO sees improved workflow, potential for problems at Olkiluoto-3' Nov 20, 2008, p 11.
- 84 Nucleonics Week 'Olkiluoto costs weigh on Areva 2008 profits; TVO rejects blame' Dec 25, 2008, p 9.
- 85 Letter from Jukka Laaksonen to Anne Lauvergeon, Dec 9, 2008.
- 86 Nucleonics Week 'TVO: Olkiluoto-3 operation delayed to June 2012' Jan 15, 2009, p 1.
- 87 Nucleonics Week 'Siemens' departure seen putting Areva under financial stress' Jan 29, 2009, p 14. 24

- 88 Nucleonics Week 'TVO: Olkiluoto-3 operation delayed to June 2012' Jan 15, 2009, p 1.
- 89 Nucleonics Week 'Areva reveals 47% cost overrun on contract for Olkiluoto-3' Mar 5, 2009, p 1.
- 90 Nucleonics Week 'Olkiluoto-3 arbitration could last 'several years,' TVO says' Mar 19, 2009, p 9.
- 91 Nucleonics Week 'Areva reveals 47% cost overrun on contract for Olkiluoto-3' Mar 5, 2009, p 1.
- 92 TVO 'Finland: Olkiluoto 3 nuclear power plant to start operation in 2013' Press Release, June 7, 2010.
- 93 Business Wire 'AREVA: Olkiluoto 3 project: nuclear operation to start end of 2012' June 7, 2010.
- 94 Associated Press 'Areva net profit soars despite new EPR charge' July 30, 2010.
- 95 European Daily Electricity Markets 'Embattled AREVA suffers ratings downgrade' June 29, 2010.
- 96 Nucleonics Week, 'EDF orders Flamanville-3 EPR NSSS, with startup targeted in 2012', 5 Jan 2007, p 1.
- 97 Nucleonics Week, 'Flamanville-3 concrete pour marks start of nuclear construction' 6 Dec 2007, p 3.
- 98 Nucleonics Week, 'EDF to build Flamanville-3, says first EPR competitive with CCGT', 11 May 2006, p 1.
- 99 Nucleonics Week, 'Concrete pouring at Flamanville-3 stopped after new problems found', 29 May 2008, p 18.
- 100 Associated Press, 'EDF confirms target of starting up Flamanville-3 in 2012', 20 Nov 2008, p 1.
- 101 Associated Press Worldstream, 'EDF to lead up to euro50B in nuclear plant investment', 4 Dec 2008.
- 102 Nucleonics Week, 'Areva official says costs for new EPR rising, exceeding \$6.5 billion', 4 Sept 2008, p.1.
- 103 French Business Digest 'Unions confirm 2-yr delay at EDF's nuclear project in N France – report' Jan 21, 2010.
- 104 Agence France Presse 'EDF announces 2-year delay, cost hike at new reactor' July 30, 2010.
- 105 Le Figaro, October 27, 2010, p 17.
- 106 Nucleonics Week 'EDF to build Flamanville-3, says first EPR competitive with CCGT' May 11, 2006, p 1.
- 107 Nucleonics Week 'Site preparation work for EPR at Flamanville gets under way' July 13, 2006, p 9.
- 108 Nucleonics Week 'Cost estimate for Flamanville-3 unchanged, EDF official says' Sept 7, 2006, p 9.
- 109 Nucleonics Week 'EDF orders Flamanville-3 EPR NSSS, with startup targeted in 2012', Jan 25, 2007, p 1.
- 110 Nucleonics Week 'On brink of election cycle, French government licenses EPR' Apr 19, 2007, p 6.
- 111 Nucleonics Week 'Flamanville-3 concrete pour marks start of nuclear construction' Dec 6, 2007, p 3.
- 112 Nucleonics Week 'ASN asks EDF to improve quality, organization at Flamanville-3' Mar 27, 2008, p 1.
- 113 Nucleonics Week 'Regulator seeks EDF's response to QA findings at Flamanville-3' Apr 3, 2008, p 5.
- 114 Nucleonics Week 'Concrete pouring at Flamanville-3 stopped after new problems found' May 29, 2008, p 14.
- 115 Nucleonics Week 'Areva tasked to prove quality of EPR forgings' Oct 30, 2008 p 1.
- 116 Nucleonics Week 'EDF: Flamanville-3 cost rise due to inflation, technical/regulatory changes' Dec 11, 2008.
- 117 French Business Digest 'Unions confirm 2-yr delay at EDF's nuclear project in N France – report' Jan 21, 2010.
- 118 Agence France Presse 'EDF announces 2-year delay, cost hike at new reactor' July 30, 2010.
- 119 Nucleonics Week 'ASN asks EDF to make changes to Flamanville-3 I&C system' August 5, 2010, p 10.
- 120 Le Figaro, October 27, 2010, p 17.
- 121 European Daily Electricity Markets 'EDF's past efforts pay off with two EPR deals sealed in China', 15 Aug 2008.
- 122 South China Morning Post 'Hold-ups in construction of Taishan nuclear power plant; Atomic plant first in China to use latest European technology' July 31, 2010, p 3.
- 123 Health and Safety Executive (2010) 'New nuclear power stations Generic Design Assessment: Guidance on the management of GDA outcomes' HSE, London.
<http://www.hse.gov.uk/newreactors/reports/management-gda-outcomes.pdf>
- 124 Inside NRC 'Areva and Westinghouse unlikely to get 'clean' UK design reviews' Sept 14, 2009.
- 125 <http://www.hse.gov.uk/newreactors/reports/gda-q1-10.pdf>
- 126 Nucleonics Week 'UK reviews of AP1000 and EPR might not be fully closed by 2011' June 24, 2010, p 1.
- 127 Nucleonics Week 'Areva files application with NRC for certification of US-EPR design' Dec 13, 2007, p 5.
- 128 Inside NRC 'NRC extends US EPR design review by six months; COL delays not expected' Mar 1, 2010, p 5.
- 129 <http://www.hse.gov.uk/newreactors/reports/gda-q2-09.pdf>
- 130 Health and Safety Executive (2009) 'Joint Regulatory Position Statement on the EPR Pressurised Water Reactor' HSE, London. <http://www.hse.gov.uk/press/2009/hse221009.htm>
- 131 <http://www.hse.gov.uk/newreactors/reports/gda-q2-10.pdf> p 12.
- 132 Inside NRC 'Areva must modify I&C for US-EPR design, says NRC' July 5, 2010, p 3.
- 133 Inside NRC 'I&C designs will differ for Finnish, French, UK and US EPRs' July 5, 2010.
- 134 Nucleonics Week 'Lauvergeon: French lost UAE bid because of expensive EPR safety features' Jan 14, 2010, p 1.
- 135 Nucleonics Week 'Atmea 1 design to be submitted to French regulators for safety review' Apr 1, 2010, p 3. 25

- 136 Nucleonics Week ‘Giant EPR said to be competitive: EDF to decide on order next year’ Nov 6, 1998, p 1.
- 137 Nucleonics Week ‘Framatome offers turnkey plant as US nuclear competition entry’ Dec 20, 2001, p 1.
- 138 Nucleonics Week ‘Bids give TVO a range of choices for fifth Finnish reactor project’ Apr 3, 2003, p 1.
- 139 Nucleonics Week ‘French government study sees EPR at overnight cost of 1,043 euros/KW’ Sept 11, 2003, p 7.
- 140 Nucleonics Week ‘EDF to build Flamanville-3, says first EPR competitive with CCGT’ May 11, 2006, p 1.
- 141 Nucleonics Week ‘Constellation sites 'reserved' for part of U.S. EPR fleet’ Sept 22, 2005, p 1.
- 142 Public Utilities Fortnightly ‘Financing New Nukes; Federal loan guarantees raise hopes for new reactors planned by affiliates of Constellation and NRG.’ February 2008, p 19.
- 143 Nucleonics Week ‘Loan guarantee sought for Calvert Cliffs-3’ Aug 7 2008, p 1.
- 144 Nucleonics Week ‘Eskom Gets Bids for Two EPRs, Three AP1000s, Bigger ‘Fleet,’” Feb 7, 2008.
- 145 Nucleonics Week ‘Big Cost Hikes Make Vendors Wary of Releasing Reactor Cost Estimates’ Sept 11, 2008.
- 146 Toronto Star ‘Nuclear Bid Rejected for 26 Billion: Ontario Ditched Plan for New Reactors over High Price Tag That Would Wipe Out 20-Year Budget’ July 14, 2009.
- 147 Korea Herald ‘Korea Wins Landmark Nuclear Deal’ Dec 28, 2009.
- 148 Right Vision News ‘UAE: Middle East Leads Rally in Nuclear Plant Orders’ Jan 12, 2010.
- 149 Nucleonics Week ‘French regulatory chief rejects idea of tailoring reactor safety to market’ Jan 21, 2010.
- 150 For an English translation, see <http://www.psr.org/nuclear-bailout/resources/roussely-report-france-nuclear-epr.pdf>
Quotes used are from this translation.
- 151 Nucleonics Week ‘Areva, Mitsubishi introduce mid-size 'Atmea 1' PWR design’ Sept 6, 2007, p 1.
- 152 Nuclear News ‘The safety of the Atmea1 reactor will be reviewed’ July 2010.
- 153 Agence France Presse ‘France pushes EDF to raise stake in Areva: report’ September 27, 2010.
- 154 <http://af.reuters.com/article/energyOilNews/idAFLDE68E03220100915>
- 155 Agence France Presse ‘France's EDF designs reactor to challenge Areva: report’ September 28, 2010.
- 156 <http://nuclear.gov/home/11-21-03.html>
- 157 Nucleonics Week, ‘Lauvergeon: French lost UAE bid because of expensive EPR safety features’ January 14, 2010, p 1.
- 158 <http://www.psr.org/nuclear-bailout/resources/roussely-report-france-nuclear-epr.pdf>
- 159 For a detailed analysis of the business prospects for EDF and Areva, see S Thomas (2009) ‘Areva and EDF: Business prospects and risks in nuclear energy’ Greenpeace, Amsterdam.
http://www.greenpeace.org.uk/files/pdfs/nuclear/Areva_EDF_Final.pdf