

I Cinque Rischi del Nucleare

Da una libera traduzione, adattamento e integrazione del rapporto "New Nuclear – The Economics Say No" redatto da Citigroup Global Markets Inc. e pubblicato il 9 Novembre 2009 (1).

Un'intrapresa che vuole realizzare nuovi impianti nucleari deve affrontare 5 aree di rischio. Tre di questi rischi sono talmente grandi e significativi che, se qualcosa va storto, anche una grande Utility può subire ingenti danni finanziari senza possibilità di recuperarli.

Le 5 aree di rischio sono:

1. Pianificazione;
2. Costruzione dell'impianto nucleare;
3. Prezzo di vendita dell'energia prodotta;
4. Conduzione e la Manutenzione dell'impianto;
5. Decommissioning.

1. La Pianificazione

Gli impianti nucleari sono soggetti a forti opposizioni, soprattutto a livello locale e solo lo sviluppo iniziale di nuovi impianti necessita di tempi lunghi che possono arrivare anche a più di cinque anni. Il Governo italiano sta cercando di limitare i rischi della Pianificazione predisponendo le basi legislative e normative atte a favorire lo sviluppo delle intraprese e a costruire il consenso dei cittadini, provvedendo anche a compensazioni specifiche per gli Enti Locali che ospiteranno gli impianti. Dei 5 rischi questo forse è il meno importante in termini di costi diretti per l'intrapresa.

La Legge 23 luglio 2009, n. 99, ha posto le basi per la pianificazione in Italia di nuovi impianti nucleari, delegando il Governo, con l'articolo 25, la disciplina della localizzazione nel territorio nazionale di impianti di produzione di energia elettrica nucleare, di impianti di fabbricazione del combustibile nucleare, dei sistemi di stoccaggio del combustibile irraggiato e dei rifiuti radioattivi, nonché dei sistemi per il deposito definitivo dei materiali e rifiuti radioattivi e per la definizione delle misure compensative da corrispondere e da realizzare in favore delle popolazioni interessate.

Queste ultime, in particolare, sono state già "decretate" (D.Lgs. 15 febbraio 2010, n° 31) e consistono nel riconoscimento agli Enti Locali che ospiteranno le centrali di 3.000 €/anno per MW installato per tutta la durata della costruzione e di 0,4 € per ogni MWh prodotto e immesso in rete a partire dall'entrata in esercizio dell'impianto. Ciò significa che, basandoci sulle centrali EPR da 1.600 MW che si vogliono costruire in Italia, gli Enti Locali si ripartiranno con percentuali diverse (10% Provincia, 55% Comune ospitante e 35% Comuni limitrofi) circa 5 Milioni di Euro all'anno per i 10 anni circa prevedibili di costruzione delle centrali e poi, supponendo che tutto vada bene e che gli impianti producano 12.000.000 di MWh all'anno, si porteranno a casa altri 5 Milioni di Euro all'anno, per tutta la durata di esercizio dell'impianto.

(1) <https://www.citigroupgeo.com/pdf/SEU27102.pdf>

Da rilevare che il Decreto precisa che tali oneri debbano essere a carico esclusivo delle imprese coinvolte nella costruzione e nell'esercizio degli impianti e che quindi questi costi finiranno nelle bollette dei consumatori, probabilmente già molto tempo prima che le centrali entrino in esercizio.

2. La Costruzione delle Centrali

Il costo attuale di un impianto nucleare è stimato tra i 2.500 €/kW e i 3.500 €/kW. Per un impianto da 1.600 MW (EPR di Areva) il costo dovrebbe essere intorno ai 6 Miliardi di Euro.

L'impianto di Olkiluoto in Finlandia, preventivato per 3 Miliardi di Euro, è arrivato, dopo 3 anni di ritardi, a 5,3 Miliardi di Euro.

Il primo AP-1000 (Westinghouse) in costruzione a San Men in Cina, preventivato per 1.000 \$/kW, è già arrivato, secondo recenti stime a 3.500 \$/kW.

La Georgia Power (USA) ha dichiarato che i due reattori da 1.100 MW che aveva intenzione di realizzare sarebbero costati 14 Milardi di Dollari, pari a 6.360 \$/kW.

Nel Novembre 2008, la Tennessee Valley Authority ha aggiornato le stime per due reattori AP-1000 e ha dichiarato che le nuove stime si aggirano tra i 2.516 e i 4.649 Dollari per kW.

Alla fine del 2008 Electricité da France (EdF) ha aumentato le stime di costo dell' EPR di Flamanville da 4 Miliardi di Euro a 5,6 Miliardi di Euro per un costo unitario di 3.500 €/kW. Nella metà del 2009 EdF ha confermato questi costi.

Nel Giugno del 2009 la Nuclear Innovation North America ha annunciato che il costo di 2 ABWR della General Electric da 1.350 MW ciascuno, da realizzare nel Sud del Texas presso Huston, verranno a costare 10 Miliardi di Dollari, al costo di 3.700 €/kW.

Infine nel Maggio 2009 il MIT ha aggiornato le stime dello studio del 2003 per i costi di realizzazione di impianti su grande scala. Il rapporto stima che i costi di costruzione degli impianti nucleari aumentano del 15% all'anno. Le stime sono basate sui costi dei nuovi impianti in corso di costruzione in Corea, in Giappone e negli Stati Uniti. Il costo del capitale "overnight", a prezzi 2007, è stato stimato in 4.000 \$/kW.

Questo ampio resoconto di costi di costruzione di nuovi impianti indica che vi è un alto grado di incertezza e quindi alti rischi in operazioni che durano circa un decennio.

C'è un aspetto importante da sottolineare, quando si discute di nuove tecnologie. La storia insegna che esiste un cosiddetto "tempo di apprendimento" per qualunque tecnologia appaia sul mercato e questo fa sì che con il passare del tempo e con i miglioramenti produttivi il costo delle tecnologie diminuisca. Ciò accade per le tecnologie tradizionali, ad esempio per i cicli combinati a gas che hanno aumentato

sensibilmente i rendimenti, ormai vicini al 60% e i cui costi sono diminuiti dai 1.500 €/kW degli anni '90 a valori di 800-1000 €/kW attuali.

Questo è ancora più vero per le tecnologie delle fonti rinnovabili dove i rapporti prezzo/rendimento diminuiscono fortemente anno dopo anno. Il costo del Solare Fotovoltaico in particolare, è sceso da 5.000 €/kW a poco più di 2.500 €/kW nel giro di 3 anni e per il 2020 ci si aspetta la cosiddetta "grid parity" intorno ai 1.200 €/kW.

La tecnologia nucleare si muove esattamente al contrario: più passano gli anni e più aumentano i costi, segno che si tratta di una tecnologia in netto declino e che quindi è destinata a "morire".

3. Il Prezzo di vendita dell'energia prodotta

Le centrali nucleari hanno costi fissi molto alti e costi variabili relativamente bassi. Il cash-flow e quindi la loro redditività sono quindi particolarmente sensibili al prezzo al quale è venduta l'energia elettrica.

Assumendo che il costo totale di un EPR, inclusi i costi di finanziamento, costruzione, sviluppo e acquisto dei terreni, sia di 5 Milardi di Euro e che nell'arco di 5 anni l'impianto possa produrre al massimo potenziale disponibile, Citigroup ha stimato che il prezzo di vendita per l'investitore, considerando un ragionevole margine di 100 punti base, debba essere almeno di 65 €/MWh.

Assumendo che si verifichi un sovra-costi del 20% arrivando a 6 Milardi di Euro con 2 anni di ritardo, Citigroup ha stimato che i prezzi di vendita devono salire a 70 €/MWh per ottenere un simile margine.

Il caso della centrale di Olkiluoto è un caso esemplare, che sarà interessante e "divertente" seguire: con tre anni di ritardo, un extracosto del 100% e un contratto che vincola il prezzo di vendita dell'energia elettrica è già materia per i tribunali che dovranno decidere chi pagherà i danni ... affermazione pleonastica dato che i maggiori finanziatori, la Bayerische Landesbank, la francese Coface e la svedese Export Agency (SEK) sono tutti pubblici e che ragionevolmente si rivarranno su Areva che è al 90% posseduta dallo Stato francese.

In un mercato regolato queste incertezze possono essere scaricate sui consumatori tramite tariffe regulate. Ma in un mercato liberalizzato, dove i costi devono essere recuperati agendo in concorrenza con altre fonti di energia, non esiste un modo per recuperare gli extra costi accumulati durante la realizzazione delle centrali e le intraprese sono destinate a fallire.

Nel Regno Unito, infatti, dopo la liberalizzazione del mercato, sull'arco di 9 anni, solo per 20 mesi le tariffe di mercato sono state superiori al costo dell'energia nucleare prodotta. E' stato proprio il crollo dei prezzi dell'energia che ha provocato il fallimento di British Energy. Citigroup sostiene che nella storia del nucleare non si è mai verificato che un costruttore abbia assunto il rischio del prezzo dell'energia.

Bisogna infine rilevare che mercato dell'uranio è simile agli altri mercati delle commodities e attualmente esso è caratterizzato da un'offerta limitata a causa dei lunghi periodi di tempo necessari per l'entrata in esercizio di nuove miniere, aggravati da ritardi e aumenti dei costi dei progetti e dalla scarsità di manodopera per via delle condizioni ad altissimo rischio sanitario in cui le maestranze si trovano ad operare. La coltivazione delle miniere di uranio deve inoltre fare i conti con sempre più rigorose restrizioni ambientali e di conseguenza, il mercato rimane ristretto.

Inoltre, su un fabbisogno annuo di circa 70.000 tonnellate di Uranio, la capacità produttiva annua mondiale di Uranio (2008) è di sole 54.000 Tonnellate e la differenza viene coperta da:

- Down-Blending” di HEU (Uranio Altamente Arricchito al 93%) di testate nucleari Russe e USA.
- Riprocessamento dell'Uranio “spento” estratto dai reattori attuali.
- Ri-arricchimento di Uranio Impoverito (Depleted Uranium) per ottenere il “MOX”, miscela di Uranio e Plutonio.
- Ricorso alle scorte (Stockpiles) detenute dalle Utilities.

Questo significa che le quotazioni dell'uranio non sono e non saranno esenti dalla volatilità che subiscono i prodotti petroliferi. Sperare che il prezzo dell'uranio rimanga basso in modo da consentirci di disporre di energia elettrica a costi stracciati è da ingenui o da ciarlatani.

C'è da dire che il Governo italiano ha già preso delle precauzioni riguardo questi aspetti. Infatti la Legge 23 luglio 2009, n. 99 ha disposto che “il gestore della rete di trasmissione nazionale assicuri la precedenza all'energia elettrica prodotta da impianti che utilizzano energia nucleare prodotta sul territorio nazionale”. Quindi, nessuna paura: qualunque sarà il prezzo dell'energia nucleare in Italia saremo costretti a consumarla e ... a pagarla.

4. La Conduzione e la Manutenzione dell'impianto

Data l'enorme complessità di una centrale nucleare, gli impianti sono altamente sensibili e vulnerabili rispetto ai fermi per le manutenzioni o per i guasti. Fermare un reattore non è cosa da poco e tra arresto e riavvio occorrono parecchie settimane. Un fermo di sei mesi può costare 120 Milioni di Euro in costi diretti e perdita di produzione, senza contare le penali nel caso la produzione sia stata pre-venduta. Secondo Citigroup i rischi derivanti da fermi accidentali sono così grandi che non possono essere sopportati da un solo impianto ma vanno distribuiti su tutto il “portafoglio” di assets delle società.

Un aspetto chiave per l'economia di un impianto nuovo è l'assunzione del fattore di carico che ci si aspetta che possa mantenere. Ad esempio EDF ha fissato un obiettivo di tale fattore di disponibilità dell'85%. Ma alla fine del 2006 i reattori francesi avevano un fattore di carico medio cumulato sulla durata di vita dei propri reattori del 77%. Ciò vuol dire che su tutto il parco francese installato, la mancata produzione rispetto gli obiettivi, è stata di circa 63 milioni di MWh all'anno per un valore di oltre 2 miliardi di Euro/anno, considerando la tariffa regolata di 34 €/MWh. Tuttavia se consideriamo il

vero costo dell'energia elettrica in Francia, stimata intorno ai 65 €/MWh, la perdita solo per mancata produzione supera i 4 Milardi di Euro/anno.

Esemplare è stato il caso di British Energy, creata nel 1996 e collassata finanziariamente nel 2003 a causa degli alti costi di conduzione e manutenzione (O&M) che superavano le entrate provenienti dalla vendita di energia elettrica sul mercato libero. Per gli otto impianti della British Energy, il costo medio della conduzione, la manutenzione e dell'approvvigionamento del combustibile è aumentato da 24,5 €/MWh nel 1997 a 28 €/MWh nel 2004. Poi, nei primi sei mesi del 2006 tali costi sono arrivati a 35,5 €/MWh principalmente per le scarse prestazioni di alcuni impianti.

5. Il Decommissioning (2).

I gestori degli impianti nucleari devono mettere da parte, anno dopo anno, le somme necessarie per pagare le operazioni di smantellamento delle centrali e di sistemazione dei rifiuti radioattivi. L'ammontare delle somme da accantonare annualmente dipende dalla stima di quanto costerà il decommissioning a fine vita delle centrali e dal tasso di sconto che si adotta.

Il metodo comunemente utilizzato, per garantire che i fondi necessari allo smantellamento saranno disponibili alla fine della vita utile di un impianto nucleare, consiste nello stimare tale costo a prezzi attuali e quindi accantonare, anno dopo anno, le somme necessarie, ipotizzandone un rendimento, ovvero un tasso di interesse sui capitali accantonati tale che, al momento della bisogna, tali fondi siano realmente disponibili.

Ad esempio, supponiamo che il "decommissioning" di un impianto da 1.000 MW costi a prezzi attuali un miliardo di Euro e che lo smantellamento avverrà tra 60 anni. Ipotizzando che le somme accantonate in un fondo segregato, che possa cioè essere usato solo per le operazioni di smantellamento, rendano il 5% all'anno, è sufficiente accantonare poco più di 50 milioni di Euro all'anno per coprire tra 60 anni il costo delle operazioni. Tutto sommato si tratta di una cifra modesta dato che in un anno la centrale può incassare anche un miliardo di Euro con la vendita dell'elettricità. In termini di costo per il cliente finale ciò significa un sovracosto in bolletta di soli 0,6 centesimi di Euro per kWh.

Con queste ragionevoli premesse il decommissioning non è un grande problema da risolvere; ma ci sono parecchi "Ma..."

Il primo "ma" è che sperare che le somme accantonate rendano il 5% all'anno per i prossimi 60 anni è da eroi della finanza. I fondi devono essere allocati in investimenti a bassissimo rischio, tipicamente titoli di stato che, se tutto va bene, non rendono più del 2% all'anno. La somma annuale da accantonare sale così a 300 milioni di € all'anno e il sovracosto in bolletta sale a 4 centesimi di Euro tondi tondi per kWh venduto.

⁽²⁾ tratto da "Illusione Nucleare" di Sergio Zabet e Carlo Monguzzi – edizioni Melampo 2008

Il secondo “ma” riguarda la reale producibilità della centrale. Se solo il fattore di utilizzo risulta inferiore a quanto previsto, diciamo il 70% rispetto l’80% previsto, peraltro cosa plausibile data la storia degli impianti nucleari, il costo in bolletta sale a 5 centesimi di Euro al kWh.

Il terzo “ma” riguarda la vita fisica dell’impianto. L’esperienza americana e inglese ci dice che in un mercato competitivo gli impianti che diventano antieconomici, vengono chiusi. Per le analisi economiche, non conta la vita utile di un impianto, ma la sua vita economica. Ipotizzare quale impianto sarà economico tra 60 anni non è da eroi, ma da super-eroi delle scienze economiche. Ciò vuol dire che se il nostro impianto verrà fermato, diciamo tra 30 anni invece che tra 60, il costo in bolletta deve salire a circa 10 centesimi di Euro per kWh acquistato.

Ora, nessuna società elettrica oserà far pagare 10 centesimi di Euro per ogni kWh che vende, per cautelarsi contro queste evenienze. Nelle bollette continueranno a essere conteggiati i canonici 0,6 Cent/kWh previsti nel piano finanziario approvato inizialmente. Il risultato sarà che alla chiusura dell’impianto, a fronte del miliardo di Euro necessari per il decommissioning, la società si troverà ad avere solo 200 milioni e i rimanenti 800 milioni di Euro li dovranno pagare i consumatori che non hanno utilizzato l’energia prodotta e non hanno neppure goduto dei benefici economici di una bolletta ridotta.

Questa non è fantascienza, ma dura realtà. Vale la pena di ricordare che quando British Energy è collassata finanziariamente nel 2003, l’impianto nucleare di Sizewell B aveva solo 7 anni di vita e che, a seguito della privatizzazione, i fondi accantonati per il decommissioning sono stati utilizzati per ripianare i debiti lasciati dalla gestione fallimentare dell’impianto. Come risultato, l’Inghilterra si è trovata, nel 2006, un “buco” di 112 miliardi di Euro quale fabbisogno per smantellare il programma nucleare civile, e non più di poche centinaia di milioni di sterline in cassa. La conseguenza del collasso di British Energy è che lo smantellamento dei suoi reattori nucleari, già pagato parzialmente dai consumatori, dovrà essere ripagato per intero dai sudditi di Sua Maestà per i decenni a venire.

Conclusioni

E’ evidente, da quanto sopra esposto, che i Governi che vogliono realizzare politiche energetiche basate su nuovi impianti nucleari, devono mettere mano al portafoglio, o meglio devono mettere le mani nelle tasche dei cittadini e dei consumatori di energia elettrica. Ciò vale, però, anche per lo sviluppo di filiere basate su fonti rinnovabili, almeno fino a che queste non raggiungano la cosiddetta “grid parity”.

D’altra parte sembra dimostrato che mentre le filiere delle fonti rinnovabili seguono delle curve di apprendimento che portano, in tempi ragionevoli, alla diminuzione dei costi, l’attuale filiera nucleare è un’eccezione e i costi aumentano invece che diminuire.

Inoltre nello sviluppo delle filiere nucleari occorre considerare i costi dello sviluppo e dell’adeguamento delle reti di trasmissione. Quando si pianifica la realizzazione di un impianto di grandi dimensioni, questo aspetto comporta la programmazione di aree per la

costruzione di stazioni di trasformazione e di smistamento, nonché l'esproprio dei terreni su cui fare transitare le linee elettriche ad alta capacità. Questi sono costi che normalmente non vengono presi in carico direttamente dall'intrapresa che realizza e gestisce la centrale di produzione, ma che comunque finiscono nelle bollette pagate dai consumatori.

Questi aspetti inoltre fanno sorgere problemi, spesso rilevanti, di accettazione da parte della popolazione interessata. In molti casi, infatti, l'opposizione locale è significativa per via dell'inquinamento ambientale ed elettromagnetico che le linee ad alto voltaggio provocano. Di fatto la realizzazione di nuove linee ad altissima tensione o il loro potenziamento possono provocare ulteriori ritardi ai progetti nucleari e l'ottenimento dei permessi, l'esproprio delle aree e la costruzione delle linee di trasmissione possono comportare tempi superiori alla realizzazione degli impianti di produzione stessa oltre che ulteriori costi tutt'altro che trascurabili.

Sergio Zobot, Maggio 2010