

ANALISI DEL COSTO DI PRODUZIONE DEL KWH NUCLEARE

Domenico Coiante – 18/01/2011 - 21/03/2011 – 01/05/2011

Publicato su www.aspoitalia.it 11 Maggio 2011

Introduzione

La “rinascita nucleare” si basa sul concetto che, in futuro, i reattori di IV generazione dovrebbero risolvere tutti i problemi di sicurezza e di costo che hanno determinato il blocco degli ordinativi di nuovi impianti a partire dal 1978. Da diversi anni, questo progetto è allo studio di numerosi gruppi di ricerca, ma la fase della filiera industriale appare ancora lontana dal realizzarsi. Nel frattempo, l’industria nucleare sta cercando di dare una risposta immediata alla duplice esigenza: crescita dei consumi di energia elettrica e contrasto della crisi climatica globale. La proposta consiste nell’aggiornamento dei reattori di II generazione, oggi in servizio, che sono giunti ormai per la maggior parte in fase di fine vita operativa. Si propone la loro sostituzione con impianti di progettazione migliorata rispetto al passato, sia sotto l’aspetto tecnologico della prestazione energetica, sia sotto quello della sicurezza contro gl’incidenti. La nuova filiera di reattori nucleari è detta di III Generazione ed una sua versione, ulteriormente migliorata dal punto di vista della sicurezza, è stata indicata come Generazione III+.

Il reattore europeo ad acqua in pressione (*European Pressurized Reactor*), EPR, fa parte di quest’ultima filiera. Sviluppato dalla francese Areva NP, l’impianto è offerto sul mercato nucleare come il più avanzato oggi disponibile, l’unico che risponde, in aggiunta agli usuali requisiti di sicurezza, anche a due nuovi accorgimenti:

- doppio edificio di contenimento per la difesa contro l’impatto di un aereo militare a reazione;
- sistema di cattura del nocciolo del reattore (*core catcher*) preposto ad evitare il distacco del nocciolo del reattore in caso di incidente di fusione.

Quattro reattori di questo tipo sono attualmente in costruzione nel mondo, due in Europa e due in Cina. Degli EPR cinesi si conosce poco eccetto la localizzazione nel sito di Taishan e la data d’inizio del cantiere a novembre 2009. I due reattori europei si trovano, il primo, in Finlandia nel sito di Olkiluoto ed, il secondo, in Francia a Flamanville. Entrambi gli impianti hanno subito numerose vicissitudini e la loro costruzione sta procedendo con un notevole ritardo rispetto alla tabella di marcia e con significativi aumenti dei costi. Questi aspetti sono trattati estesamente nel rapporto Thomas (Thomas S., 2010, *The EPR in Crisis*, www.psir.org), a cui si rinvia il lettore interessato. I problemi segnalati in questo rapporto, soprattutto quelli riguardanti l’approvazione del progetto da parte della Commissione Nazionale Usa per la sicurezza (*National Regulatory Commission*), costituiscono indubbiamente un aspetto significativo che, in un contesto generale attinente alla scelta nucleare, meriterebbe adeguato approfondimento. Tuttavia, le nostre limitate possibilità ci consigliano di concentrare l’attenzione su un argomento più circostanziato, quello del costo di produzione del kWh dell’EPR, in quanto tale reattore è in predicato per essere costruito in quadruplica versione in Italia per conto dell’ENEL (Nucleonics Week, 2009, *Enel Targets 2020 for Operation of First Italian EPR Unit*, October 2009).

N.B

La stesura di questo articolo è iniziata a gennaio 2011 ed ha richiesto alcuni mesi, durante i quali, l’11 marzo, si è verificato l’incidente catastrofico di Fukushima, le cui conseguenze sono ancora in corso mentre si scrive questa nota. Anche se il Governo Italiano ha presentato al Parlamento la proposta per l’abrogazione della legge che istituiva il Piano Nucleare al fine di evitare il referendum d’iniziativa popolare, le dichiarazioni successive del Presidente del Consiglio in occasione del recente incontro con il Presidente Sarkozy hanno indicato esplicitamente la delibera come una moratoria e non una cancellazione del programma ed hanno ribadito la volontà di onorare comunque l’impegno assunto con la Francia per l’acquisto degli EPR, spostandone soltanto i termini temporali.

Costo di costruzione

Lo stato attuale della discussione sulle scelte nucleari in Italia appare molto fluido. Tuttavia, soprattutto dopo il recente incidente nucleare della centrale giapponese di Fukushima dell’11 marzo scorso, l’orientamento prevalente è indirizzato verso un’opzione che metta in primo piano il requisito della sicurezza rispetto a

quello dei costi. Per questo motivo, la filiera EPR è presentata all'opinione pubblica italiana come la più adatta a soddisfare il criterio di massima sicurezza e, pertanto, su di essa concentreremo la nostra attenzione. La Tab.1 raccoglie alcuni dati significativi sull'EPR, pubblicati nel Rapporto Thomas 2010 ed aggiornati nel successivo rapporto 2011 (Schneider, 2011), che ci saranno utili per stimare il costo di produzione atteso per il kWh nucleare.

Tab.1 – Alcuni dati sull'EPR

Impianto e data dell'ordine	Costo all'ordine (<i>overnight</i>) (milioni €)	Costo aggiuntivo (2010) (milioni €)	Costo aggiuntivo (2011) (milioni €)	Potenza (MW)	Costo/kWe (esclusi oneri finanziari) (€/kW)	Durata cantiere al 2010 (anni)	Durata più probabile (anni)
Olkiluoto (FIN) 12/2003	3300	2400	367 ¹	1600	3792	7	10
Flamanville (FRA) 01/2007	3300	1700	/	1630	3067	3	10
Italia (sito da definire)	4500	(1750) ²	/	1650	3790	/	10

Fonte: Rapporto Thomas (Thomas, 2010) e Schneider (Schneider, 2011)

¹Aggiornamento 2011 secondo Schneider

²Costo aggiuntivo previsto dall'autore (vedi sotto)

A prescindere dagli oneri finanziari maturati al 2010 (preammortamento) rispetto al capitale iniziale di 3300 milioni di euro, si nota che sono stati richiesti ulteriori fondi per coprire, sia le spese delle modifiche apportate al progetto in corso d'opera su richiesta dei committenti, sia l'aumento dei prezzi dei materiali e del lavoro. L'incremento di costo per Olkiluoto è stato di 2400 milioni di euro al 2010 ed ulteriori 367 milioni a marzo 2011. Per Flamanville si ha notizia di un incremento di 1700 milioni di euro. Visto lo stato di maggiore avanzamento del cantiere di Olkiluoto, il suo dato di costo (anche se ancora non definitivo) appare il più vicino alla realtà. Naturalmente, l'esperienza ha suggerito all'Areva NP di offrire all'Italia l'EPR ad un costo iniziale molto più alto dei due in costruzione, ma tenendolo più basso di quanto sta registrando nella pratica lo sviluppo degli altri. Considerata la maggiore difficoltà della situazione italiana circa le infrastrutture logistiche e la più alta densità abitativa del territorio, appare poco probabile che il tempo di cantiere ed il costo di realizzazione possano essere più bassi di quelli di Olkiluoto.

L'aumento del costo di costruzione in corso d'opera è stato oggetto nel recente passato di numerosi rilevamenti e continui aggiornamenti. Nel caso di Olkiluoto, l'incremento è stato (in media durante sette anni) pari a circa l'8% l'anno e per Flamanville, in quattro anni, circa l'11% l'anno. A titolo di esempio si può citare il rapporto dell'MIT (MIT, 2009), che considera come attuale un aumento del costo pari al 15% all'anno durante la costruzione. Oppure lo studio dettagliato di Severance (Severance, 2009), in cui si considera un aumento di costo pari all'8,9% all'anno. Poiché il caso di Olkiluoto è il più significativo in quanto sperimentato e rappresentativo della situazione europea, assumeremo il suo costo finale come valido anche per il caso italiano. Pertanto, considereremo un preventivo per il costo totale al netto degli oneri finanziari pari a circa 3790 euro/kW, cioè un aggiornamento del prezzo *overnight* di 4500 milioni con ulteriori 1750 milioni a partire da circa metà tempo di cantiere in poi, (per 5 anni), per un costo di costruzione di 6250 M€.

Costo di produzione del kWh nucleare

In un recente libro, l'illustre Prof. Alberto Clò ha espresso molti dubbi sulla possibilità pratica per l'Italia di riprendere il percorso nucleare interrotto nel 1987 a seguito del referendum (Clò, 2010). Tra le numerose constatazioni relative alle carenze da colmare per la ripresa, il Professore lamenta la "quasi totale assenza di studi aggiornati in materia" (nucleare), tanto che "non è disponibile, almeno a livello pubblico, la benché minima accurata analisi sui possibili costi 'interni' di produzione del kWh nucleare nel confronto con i costi dell'elettricità da altre fonti energetiche". Detta da un esperto di economia delle fonti di energia quale è il Professore, che per altro si dichiara apertamente nuclearista, questa frase mette in dubbio le numerose stime che ormai di continuo appaiono sulla stampa specializzata circa l'evidente convenienza del nucleare rispetto a tutte le altre fonti (ad esempio vedi Zollino, 2011).

Quale è allora la verità?

Con tutta la cautela possibile che ci deriva dalla consapevolezza della nostra limitata competenza in fatto di conti economici, vogliamo provare a fare chiarezza, o per lo meno a farci un'idea indipendente, su questo

delicato tema. Questa “ambizione” ci deriva dal fatto che nella letteratura sull’argomento esiste una grande discordanza sul costo di produzione del kWh, che può oscillare dalla grande convenienza alla assoluta ineconomicità .

A titolo dimostrativo, riportiamo nella Tab.2 alcuni dati recenti su questo parametro.

Tab.2 – Alcuni dati di costo dell’energia nucleare

Fonte del dato (Rif. Bibl.)	Costo impianto ¹ (€/kW)	Costo rivalutato al 2011 ² (€/kW)	Costo del kWh al 2011 (c€/kWh)
(MIT, 2003)	1540	2000	6,7
(MIT, 2009)	3077	3462	5,7
(Keystone, 2007)	3077	3567	7,4 ÷ 9,8
(Severance, 2009)	8118	8870	21 ÷ 25
(De Paoli, 2008)	3000	3376	7,1
(Lazard, 2008)	4400 ÷ 5800	4952 ÷ 6528	8,4 ÷ 10,9
(Zollino, 2011)	3600	3600	4,7 ÷ 5,9
(Clerici, 2011)	3000	3000	4 ÷ 6

¹Fattore di conversione 1 € = 1,30 \$

²Si è applicato un tasso d’inflazione medio pari al 3% annuo

Risulta evidente come il costo del kWh dipenda dal valore del costo totale dell’impianto. Studiando questo argomento, ci siamo resi conto che la grande variabilità delle stime dipende in larga misura dalle condizioni al contorno assunte per il finanziamento dell’impresa in relazione soprattutto al contesto economico nazionale. Si possono avere tre casi principali: a) libero mercato; b) mercato parzialmente assistito; c) monopolio energetico a partecipazione pubblica.

E’ evidente che le stime più significative si hanno dove ricorrono le condizioni di libero mercato e che più ci si allontana da tali condizioni, più i risultati divergono verso valori di costo drogati dalle incentivazioni. Sorprende molto il fatto che Paesi a grande tradizione liberale come gli USA abbiano concesso in passato e continuano ancora a concedere agli investimenti sul nucleare condizioni di particolare favore. Le incentivazioni sono erogate, in qualche caso, direttamente sui kWh prodotti e, in altri, indirettamente sotto forma di garanzia governativa sui prestiti per la costruzione delle centrali. In questo caso, il rischio finanziario è trasferito tutto, o in parte, dall’imprenditore privato ai contribuenti (*taxpayers*), ai quali è addebitata spesso anche la fase finale di chiusura del ciclo del combustibile, le cui problematiche sono attribuite ad enti pubblici incaricati del trattamento e sistemazione delle scorie radioattive, (vedi, ad esempio, Gran Bretagna ed Italia).

La grande varietà dei dati sul costo del kWh nucleare che si trova in letteratura dipende proprio dalla variegata situazione economica, sociale e politica in cui viene calata l’impresa. Ogni stima fa caso a sé e la comparazione è resa oggettivamente difficile. Tuttavia, almeno in linea teorica, esiste la possibilità di applicare un metodo di calcolo che consente di effettuare la stima preventiva del costo dell’unità d’energia.

Per un’impresa economica come quella di una centrale elettrica, la cui durata si estende per varie decine di anni, il modo più accurato per calcolare il costo del kWh (C_{kWh}) consiste nell’applicare il metodo del valore attuale netto (VAN), detto anche del “costo livellato”. L’International Energy Agency (IEA) consiglia ai suoi soci dell’OCSE l’uso di questo metodo per la stima dei costi di produzione dell’unità di energia delle varie fonti (IEA, 1991), in modo da avere l’omogeneità necessaria al confronto tra i dati dei vari paesi.

Purtroppo la stima del VAN richiede una grande precisione analitica per l’esame puntuale delle numerose voci di costo e di ricavo dell’impresa, cosa che rende abbastanza noiosa la procedura di calcolo. Non volendo annoiare il lettore comune, svilupperemo in Appendice i dettagli del procedimento di calcolo per una centrale nucleare e riporteremo qui soltanto l’espressione finale (26A) del costo del kWh. Al lettore che fosse interessato a seguire il processo di calcolo, suggeriamo di visitare l’Appendice.

$$\begin{aligned}
 C_{kWh} = & (H)^{-1} \{ [Q_N / (1-T)] [1 - T(q/d)(1/Q_d)] + Q_N [K_R (1+s)^{0,8N} / (1+r)^{0,8N}] + \\
 & - Q_N K_S [1 / (1+r)^{N+1}] \} C_i + \{ [Q_N \Sigma_i [(1+s)^i / (1+r)^i] (c_f / H)] + Q_N \Sigma_i [(1+s)^i / (1+r)^i] c_v \} \\
 & - f_{CO_2} V_{CO_2} + (Q_N / H) \Sigma_u (U_w / P) [1 / (1+r)^{Tu}] + Q_N \Sigma_i [(1+e)^i / (1+r)^i] (f_c / \eta E_s) \quad (1)
 \end{aligned}$$

Nell'espressione compaiono in totale 23 parametri, di cui 20 indipendenti, il cui significato verrà spiegato gradualmente nel seguito. E' allora evidente che il grado d'incertezza con cui si conosce il valore di ciascun parametro, anche se piccolo, si ripercuote sul risultato finale in modo notevole. Ciò spiega la grande variabilità tra le diverse stime di costo che vengono pubblicate e le relative discussioni accese nel merito. Pertanto, avendo ben chiaro che questo limite è presente anche in questo lavoro, procediamo nella nostra stima.

Nella (1) sono riconoscibili i seguenti contributi:

1 – Contributo per la spesa finanziaria

$$C_{kwh1} = [Q_N/(1-T)][1 - T(q/d)(1/Q_d)] C_i (H)^{-1} \quad (2)$$

Dove:

- $Q_N = r/[1-(1+r)^{-N}]$ è il fattore di annualità per la restituzione del capitale in rate costanti;
- r è il tasso annuale dell'interesse reale (al netto dell'inflazione).
- $N^{(1)}$ è la vita operativa della centrale espressa in anni, considerata estesa a 40 anni per i nuovi reattori; l'ulteriore estensione a 60 anni verrà considerata in un secondo momento a puro scopo di scenario.
- T è il rateo annuale delle tasse dirette (IRES, IRAP, ecc), che ammonta in totale a circa il 33%.
- q è la frazione del valore dell'impianto di cui è ammesso il deprezzamento, stimata a circa 0,5.
- d è il numero di anni in cui avviene il deprezzamento, assunto in 15 anni.
- Q_d è il fattore d'annualità per le rate di deprezzamento;
- C_i è il costo specifico della potenza elettrica espresso in €/kW, da determinare.
- $H^{(2)}$ è il numero di ore annue equivalenti al funzionamento a piena potenza ricavabile dal fattore di capacità (CF) come $H = (CF) 8760$: $CF = 85\%$; $H = 7446$ ore equivalenti.
- Il costo specifico dell'impianto C_i si ricava dal capitale totale I impiegato per l'impresa, nota che sia la potenza nominale P .

NB

⁽¹⁾Per la vita operativa della centrale si esaminano due valori, $N = 40$ anni ed $N = 60$ anni. Entrambi i dati costituiscono un'estensione della vita operativa di 30 anni, considerata fino ad oggi valida per i reattori in funzione. L'esperienza maturata ha suggerito al gestore dei reattori di chiedere l'allungamento della vita operativa di altri 10 anni e gli organismi pubblici di controllo, ad esempio negli USA, hanno già concesso la relativa proroga alla licenza d'esercizio. Sull'ulteriore allungamento a 60 anni, richiesto soprattutto per i nuovi reattori di III generazione, non si è ancora avuto il pronunciamento ufficiale degli organismi statali di controllo. Pur avendo qualche riserva ad accettare un periodo così lungo nel caso dei reattori nucleari, dove l'alto livello della radioattività produce l'inefficienza dell'acciaio nel tempo ed altri fenomeni d'invecchiamento precoce degli altri materiali, prenderemo in esame anche questo valore come caso di studio.

⁽²⁾Il fattore di capacità dei reattori oggi in funzione, mediato sull'intera vita operativa, si aggira intorno all'80%. Negli anni recenti si è registrato un generale miglioramento della produttività dovuto ad una maggiore cura nella programmazione delle attività di manutenzione ordinaria dei reattori. In alcuni casi si è raggiunto per qualche anno un fattore di capacità del 90%. Tuttavia, dovendo considerare l'intera vita operativa di 40 o 60 anni, assumeremo, in accordo con il rapporto del MIT (MIT,2009), un valore del fattore di capacità pari all'85%, corrispondente a 7446 ore annuali equivalenti, che probabilmente è più vicino alla realtà.

1.1 - La lievitazione del costo finanziario

Rimane soltanto da definire il valore del costo specifico della capacità di potenza al momento di partenza delle attività produttive C_i .

A) Interessi sul capitale durante la costruzione

Per determinare l'ammontare totale dell'investimento, è necessario fare alcune ipotesi sulle modalità finanziarie che l'impresa può utilizzare. La letteratura relativa alla costruzione dei numerosi reattori oggi in funzione offre una vasta serie di esempi di montaggi finanziari per la maggior parte basati su una divisione in due quote del capitale, una messa a disposizione dalla proprietà e un'altra a carico di uno o più istituti di credito. Questa forma di compartecipazione, in regime di libero mercato, è quella adottata nel caso della costruzione degli impianti nucleari. Anche l'Agenzia Internazionale per l'Energia Atomica considera questo come il modo usuale per finanziare i progetti nucleari (Barkatullah, 2010). Pertanto, se D è la somma presa in prestito sotto forma di obbligazioni al tasso d'interesse r_D ed E è il capitale emesso come azioni ad interesse r_E , il tasso d'interesse medio pesato da applicare al capitale totale nel periodo di costruzione risulta:

$$r_{\text{eff}} = [D/(D+E)] r_D + [E/(D+E)] r_E$$

Ad esempio, lo studio di aggiornamento del MIT già citato conferma questa modalità di finanziamento rispetto al rapporto del 2003 (MIT, 2003), indicando una partecipazione al 50% tra debito al tasso dell'8% e titoli azionari garantiti al 12%. Da ciò segue che il valore del tasso d'interesse medio pesato, che permette il recupero dell'investimento alle condizioni indicate, è:

$$r_{\text{eff}} = 10\%/anno \quad (3)$$

Questo tasso d'interesse può apparire un po' alto rispetto ad altri impieghi. Occorre però dire che esso contiene un "premio per il rischio nucleare" universalmente riconosciuto intorno al 3%.

B) Preammortamento

Come sarà chiarito meglio dagli sviluppi successivi, l'aspetto finanziario riveste una particolare importanza nel caso delle centrali nucleari, visto che in questo caso il costo del capitale incide per la quota maggiore sulle spese di produzione del kWh. Sarà, pertanto, necessario richiedere al lettore un ulteriore sforzo di pazienza per seguire le considerazioni che ci accingiamo a fare.

Il capitale I_0 , necessario per la costruzione dell'impianto, viene chiesto in prestito al momento dell'acquisizione dell'ordine (*overnight cost*), mentre la sua restituzione è differita nel tempo. L'ammortamento del debito inizia solo quando la centrale entra in servizio e comincia a produrre reddito. La restituzione avviene in un numero N di rate annuali lungo tutta la vita operativa dell'impianto. Tra la data di concessione del prestito e quella d'inizio dell'ammortamento passa un periodo di tempo, detto tempo di cantiere, di n anni, con n che può arrivare anche a oltre 10 anni. Durante questo periodo occorre pagare gli interessi sulla somma presa in prestito e questa spesa, detta di preammortamento, va a cumularsi in modo attuariale sul debito.

Nella pratica, l'erogazione del denaro avviene a rate durante il tempo di costruzione con il valore della rata stabilito di volta in volta in base alle esigenze immediate del costruttore. Il profilo temporale dell'entità delle rate è concordato con l'istituto di credito e, di solito, esso ha un andamento triangolare o sinusoidale, con il picco di erogazione collocato a circa metà periodo di cantiere. Per semplificare, noi assumeremo che le rate siano tutte di pari valore I_a ed erogate per n anni. Avremo così che:

$$I_a = I_0/n$$

E' chiaro che il conteggio degli interessi inizia dal momento dell'erogazione delle varie rate. Se p è il tasso d'interesse concordato con l'istituto di credito, alla prima rata, erogata nell'anno zero, si applicherà il fattore del montante per $n-1$ anni, $(1+p)^{n-1}$, alla seconda rata $(1+p)^{n-2}$ e così di seguito a scalare fino all'ultima rata n erogata l'anno precedente all'inizio delle attività. Sommando i vari termini si ottiene il valore del capitale al momento della fine del cantiere e dell'inizio della produzione d'elettricità:

$$I_1 = (I_0/n) \sum_i (1+p)^i \quad (4)$$

L'indice i della sommatoria si estende da 0 a $n-1$. Ricordando la proprietà delle progressioni geometriche, quella che dà la somma di n termini in progressione con ragione $(1+p)$, si ha:

$$\sum_i (1+p)^i = [(1+p)^n - 1]/p \quad (5)$$

In definitiva il capitale da restituire diviene:

$$I_1 = (I_0/n) \sum_i (1+p)^i = B_1 I_0 \quad (6)$$

Dove il fattore:

$$B_1 = [(1+p)^n - 1]/pn \quad (7)$$

è detto generalmente fattore di maggiorazione della spesa finanziaria per gli interessi maturati durante il periodo di cantiere di n anni.

C) Aumento in corso d'opera

Nella fase iniziale di cantiere il committente approfondisce la conoscenza tecnica del progetto, ponendo una particolare attenzione alla cosiddetta verifica di conformità. Si tratta di un esame di tutte le prestazioni dell'impianto per accertare la loro corrispondenza ai requisiti richiesti nell'ordine. In questa fase riveste particolare importanza la verifica di conformità dell'impianto alle norme di sicurezza vigenti nel paese d'installazione del reattore. Generalmente accade che il committente richieda alcune modifiche del progetto e ciò determina un aumento dei costi preventivati. Inoltre, nel tempo di cantiere, quando questo dura molti anni, si verifica generalmente un aumento dei prezzi dei materiali di costruzione e del lavoro al di sopra dell'inflazione. In conclusione, il costo finale dell'impianto finito, all'atto d'inizio della vita operativa, può essere significativamente più alto di quello preventivato nell'ordine. Pertanto, se indichiamo con ΔI_0 questo incremento, la somma finale da ripagare nel prestito per affrontare l'impresa sarà:

$$I = I_1 + \Delta I_0 = B_1 I_0 + \Delta I_0 \quad (8)$$

Assumiamo per semplicità che anche la somma ΔI_0 sia erogata in rate di uguale entità a partire dal momento in cui se ne presenta la necessità: in genere dopo qualche anno dall'inizio del cantiere. In genere ciò avviene quando l'organismo statale di controllo della sicurezza ha terminato la revisione del progetto di costruzione, che richiede un periodo di circa $n/3$ anni dall'inizio del cantiere. Il valore della rata erogata annualmente sarà pertanto pari a $\Delta I_0 / [(2/3)n]$. Gli interessi maturano a decorrere da $n/3$ fino all'anno d'inizio dell'attività di produzione e portano ad una maggiorazione del capitale analoga a quella calcolata per I_0 , cioè:

$$B_2 = (3/2)[(1+p)^{2n/3} - 1]/pn \quad (9)$$

Pertanto, la somma aggiuntiva da restituire diventerà:

$$\Delta I = B_2 \Delta I_0 \quad (10)$$

Concludiamo così che il debito totale da restituire durante la vita operativa dell'impianto sarà salito al valore I espresso dalla somma:

$$I = B_1 I_0 + B_2 \Delta I_0 \quad (11)$$

Osservando i dati della Tab.1 si può notare come per l'Italia si abbia la seguente situazione:

$$I_0 = 4500 \text{ M€};$$

$$\Delta I_0 = 1750 \text{ M€}.$$

Senza particolari agevolazioni, come ad esempio le garanzie governative sul prestito, assumeremo che il tasso di preammortamento sia lo stesso come sopra ipotizzato per il mercato finanziario nel rapporto del MIT del 2009. Pertanto, stanti le (7) e (9), otterremo le seguenti condizioni per il nostro impianto da 1650 MW:

$p = r_{\text{eff}} = 10\%$	$B_1 = 1,593$	$B_1 I_0 = 7168 \text{ M€}$
$n = 10 \text{ anni}$	$B_2 = 1,332$	$B_2 \Delta I_0 = 2331 \text{ M€}$
		$I = 9499 \text{ M€}$
		$C_I = 5757 \text{ €/kW}$

D) Esempi

Qualcuno potrebbe trovare eccessivo questo aumento dei costi finanziari ed allora conviene citare qualche altro caso. Ad esempio, Severance, nel già citato lavoro (Severance, 2009) riporta il montaggio finanziario per una centrale a due reattori AP 1000 da 1117 MW ciascuno da costruire negli USA. Si parte con un costo *overnight* di 4070 \$/kW, si raggiunge un costo di 7740 \$/kW durante la costruzione di

durata 11 anni, si pagano 3114 \$/kW d'interessi per il preammortamento e si finisce con un costo di costruzione "tutto compreso" di 10553 \$/kW (8118 €/kW). Il motivo di valori d'aumento così alti risiede principalmente nelle condizioni di mercato del credito negli USA, che in questo caso richiede un *Capital Recovery Factor* pari al 14,5% annuo, mediato sulle due fonti di finanziamento, 45% obbligazioni e 55% azioni.

Il rapporto del MIT (MIT, 2003) contempla, per il caso più probabile delle condizioni USA, un montaggio finanziario fatto a metà tra obbligazioni (*debt*) all'8% e azioni (*equity*) al 15%, che porta ad un CRF medio pesato dell'11,5%. Quindi si suppone un aumento un po' più contenuto del caso precedente, ma sempre più pesante di quello assunto nel nostro lavoro.

1.2 – Stima del costo

Torniamo ora alla nostra stima e riassumiamo nella Tab.2 tutti i valori assunti per i parametri del calcolo successivo.

Tab.2 – Valori dei parametri di calcolo

	Caso 1 (N = 40 anni)	Caso 2 (N = 60 anni)
Parametro	Valore	Valore
r	5%	5%
N	40 anni	60 anni
Q _N	0,05828	0,05283
T	33%	33%
q	0,5	0,5
d	15 anni	15 anni
Q _d	0,09634	0,09634
H	7446 ore	7446 ore
C _I	5757 €/kW	5757 €/kWh

Inserendo i dati nella (2) si ottiene per la componente finanziaria del costo del kWh nei due casi:

$$C_{kWh1}^{(1)} = 0,0596 \text{ euro/kWh}$$

$$C_{kWh1}^{(2)} = 0,0540 \text{ euro/kWh}$$

2 – Contributo per le parti di ricambio

$$C_{kWh2} = Q_N [K_R (1+s)^{0,8N} / (1+r)^{0,8N}] C_I (H)^{-1} \quad (12)$$

Dove:

- K_R è la frazione dell'investimento dedicata alle spese per i rimpiazzi, supponendo di accorpare la spesa nell'anno in cui l'esercizio ha raggiunto l'80% della vita operativa prevista (per i dettagli vedi Appendice);
- $1/(1+r)^{0,8N}$ è il fattore d'attualizzazione della spesa per i rimpiazzi.

Nella precedente letteratura, questa voce di costo non è stata trattata esplicitamente, essendo di fatto inglobata nella stima del costo della manutenzione ordinaria. Si dà per scontato che la ridondanza adottata per le parti rilevanti del reattore consenta al gestore di programmare la sostituzione delle apparecchiature, effettuando gli interventi durante il fermo periodico dell'impianto per la sostituzione del combustibile. In tal modo, le spese per i rimpiazzi sono preventivate all'interno del costo dell'esercizio e della manutenzione. L'esperienza maturata nei decenni trascorsi ha confermato questo metodo di stima dei costi.

Oggi, però, siamo in una situazione nuova che si determina per l'allungamento della vita operativa degli impianti. Come si è accennato sopra in nota, la durata di vita di una centrale nucleare della II generazione è stata assunta finora in circa 30 anni. Lo stato di servizio degli impianti che oggi si stanno avvicinando a questa data è stato oggetto di verifiche che hanno confermato la possibilità di prolungare la vita fino a 40 anni. La tecnologia migliorata delle centrali di III generazione considera possibile un prolungamento ulteriore. La discussione attualmente in corso è tutta centrata sulla previsione di una vita operativa di 60 anni

per i reattori nucleari come l'EPR. Senza lasciarci coinvolgere nella diatriba circa la validità di questa proposta, limitiamoci a registrare il fatto che molti componenti dei vari sistemi che compongono l'impianto non hanno sicuramente una vita così lunga. L'allungamento della vita operativa ha come conseguenza che tutti i dati sperimentali finora usati per la stima delle spese di esercizio e manutenzione risultano sottodimensionati perché l'invecchiamento generale dell'impianto richiederà, nella seconda metà di vita, rilevanti interventi di manutenzione straordinaria. Pertanto, in aggiunta alle sostituzioni previste nel piano di manutenzione ordinaria, si dovranno preventivare alcuni interventi di manutenzione straordinaria, che diverranno sempre più probabili mano a mano che i vari componenti si avvicinano alla zona di pericolo per guasti da usura. Purtroppo, sulle spese relative a cui si andrà incontro non esiste alcuna esperienza a cui far ricorso. Vista l'impossibilità di preventivare esattamente le date in cui avverranno le singole sostituzioni e l'entità delle stesse, assumiamo empiricamente che esse possano essere concentrate in un anno che capiti intorno all'80% della vita operativa N.

Assumiamo inoltre che, oltre all'inflazione, i prezzi dei materiali possano subire un aumento nel lungo periodo ad un tasso medio del 2% all'anno.

Facendo riferimento all'espressione (12), esaminiamo separatamente i due casi di studio.

Caso 1

$$\begin{aligned}
 r &= 5\% \\
 s &= 2\% \\
 N &= 40 \text{ anni} \\
 Q_{40} &= 0,05828 \\
 K_R &= 30\% \\
 (1+s)^{0,8N}/(1+r)^{0,8N} &= 0,3955 \\
 C_I &= 5757 \text{ €/kW} \\
 H &= 7446 \text{ ore} \\
 C_{kWh2}^{(1)} &= 0,0053 \text{ €/kWh}
 \end{aligned}$$

Caso 2

$$\begin{aligned}
 r &= 5\% \\
 s &= 2\% \\
 N &= 60 \text{ anni} \\
 Q_{60} &= 0,05283 \\
 K_R &= 50\% \\
 (1+s)^{0,8N}/(1+r)^{0,8N} &= 0,2487 \\
 C_I &= 5757 \text{ €/kW} \\
 H &= 7446 \text{ ore} \\
 C_{kWh2}^{(2)} &= 0,0050 \text{ €/kWh}
 \end{aligned}$$

In definitiva il contributo per le parti di ricambio sarà nei due casi:

$$\begin{aligned}
 C_{kWh2}^{(1)} &= \mathbf{0,0053 \text{ €/kWh}} \\
 C_{kWh2}^{(2)} &= \mathbf{0,0050 \text{ €/kWh}}
 \end{aligned}$$

3 – Recupero di valore dalle parti d'impianto e materiali a fine vita operativa

$$C_{kWh3} = - Q_N K_S [1/(1+r)^{N+1}] C_I (H)^{-1} \quad (13)$$

Dove:

- K_S è la frazione dell'investimento recuperata nell'anno N+1.

Caso 1

$$\begin{aligned}
 r &= 5\% \\
 N &= 40 \text{ anni} \\
 Q_{40} &= 0,05828 \\
 K_S &= 20\% \\
 1/(1+r)^{N+1} &= 0,13528 \\
 C_I &= 5757 \text{ €/kW} \\
 H &= 7446 \text{ ore} \\
 C_{kWh3}^{(1)} &= 0,0012 \text{ €/kWh}
 \end{aligned}$$

Caso 2

$$\begin{aligned}
 r &= 5\% \\
 N &= 60 \text{ anni} \\
 Q_{60} &= 0,05283 \\
 K_S &= 20\% \\
 1/(1+r)^{N+1} &= 0,00298 \\
 C_I &= 5757 \text{ €/kW} \\
 H &= 7446 \text{ ore} \\
 C_{kWh3}^{(2)} &= 0,00040 \text{ €/kWh}
 \end{aligned}$$

In definitiva, avremo un recupero di valore nei due casi rispettivamente:

$$\begin{aligned}
 C_{kWh3}^{(1)} &= \mathbf{0,0012 \text{ €/kWh}} \\
 C_{kWh3}^{(2)} &= \mathbf{0,0004 \text{ €/kWh}}
 \end{aligned}$$

4 – Contributo per l'esercizio e la manutenzione

$$C_{kWh4} = [Q_N \sum_t [(1+s)^t / (1+r)^t] (c_f/H)] + Q_N \sum_t [(1+s)^t / (1+r)^t] c_v \quad (14)$$

Dove:

- c_f = costo fisso unitario dell'esercizio e manutenzione in €/kW/anno;
- c_v = costo variabile unitario dell'esercizio e manutenzione in €/kWh/anno;
- s = tasso annuale di crescita del costo dell'esercizio e manutenzione dovuto all'aumento dei prezzi dei materiali oltre l'inflazione.

Nella letteratura consultata si trova una gamma di valori per il costo annuale di esercizio e manutenzione ordinaria, alcune volte ripartito in spese fisse c_f e spese variabili c_v ed altre volte indicato come dato totale. I dati ottenuti nella ricerca effettuata sono riassunti nella Tab.3.

Tab.2 – Alcuni dati del costo annuale di esercizio e manutenzione

Riferimento ⁽¹⁾	c_f ⁽²⁾ (€/kW/a)	c_v ⁽²⁾ (€/kWh/a)
MIT, 2009	/	0,015 (incluso combustibile)
Severance, 2009	30	0,004
De Paoli et al., 2008	(60 ÷ 100)	/
Keystone, 2007	(80 ÷ 98)	0,004
Lazard, 2008	10	0,009

⁽¹⁾I dati si riferiscono al 2007 e il valore del \$ è stato aggiornato al 2010 applicando un tasso d'inflazione pari al 2%

⁽²⁾I valori espressi in US\$ sono stati convertiti in € applicando il fattore di conversione 1€ = 1,3

I valori dichiarati per c_v e per c_f appaiono concordare solo per due casi su quattro. In una tale situazione sembra alquanto problematico effettuare una scelta. Ricorriamo, pertanto, ad alcune informazioni aggiuntive, ottenute dalla pratica di esercizio delle centrali convenzionali. Qui si sa che il costo di manutenzione annuale si aggira intorno al 2-3% del costo d'impianto. Per una centrale nucleare, molto più complessa di quella convenzionale, tale costo sicuramente supera il 3%. Diciamo il 3,5%. Pertanto, applicando questa regola empirica al nostro caso, con l'avvertenza di considerare il costo effettivo d'impianto al netto degli oneri finanziari, cioè di circa 3560 €/kW, otteniamo una spesa annuale (costo fisso + costo variabile) di 125 €/kW tutto compreso. Detraendo da questo valore il contributo del costo variabile desumibile dalla tabella in 0,004 €/kWh x 7446 kWh/kW, ricaviamo il valore per c_f come 95 €/kW. Questo valore si va a collocare all'interno delle stime concordanti della tabella e, pertanto, ci sembra appropriato assumerlo nei nostri conti. Considereremo, quindi, $c_f = 95$ €/kW e $c_v = 0,004$ €/kWh.

In definitiva avremo:

Caso 1

$r = 5\%$

$s = 1\%$

$N = 40$ anni

$Q_{40} = 0,05828$

$\sum_t [(1+s)^t / (1+r)^t] = 19,910$

$c_f = 95$ €/kW/anno

$c_v = 0,004$ €/kWh

$H = 7446$ ore

$C_{kWh4}^{(1)} = 0,0194$ €/kWh

Caso 2

$r = 5\%$

$s = 1\%$

$N = 60$ anni

$Q_{60} = 0,05283$

$\sum_t [(1+s)^t / (1+r)^t] = 22,794$

$c_f = 95$ €/kW/anno

$c_v = 0,004$ €/kWh

$H = 7446$ ore

$C_{kWh4}^{(2)} = 0,0202$ €/kWh

Riassumendo: il contributo al costo del kWh da parte delle spese annuali per l'esercizio e manutenzione avrà il seguente valore nei due casi considerati:

$$C_{kWh4}^{(1)} = 0,0194 \text{ €/kWh}$$

$$C_{kWh4}^{(2)} = 0,0202 \text{ €/kWh}$$

5 – Recupero di valore per il credito di emissioni CO₂

$$C_{kWh5} = - f_{CO_2} V_{CO_2} \quad (15)$$

Dove:

- f_{CO_2} = fattore d'emissione in termini di CO₂ equivalente del parco di generatori convenzionali in rete (valore medio) in kg(CO₂)/kWh;
- V_{CO_2} = prezzo medio annuale della CO₂ equivalente evitata sul mercato dei permessi d'emissione in €/kg.

Il fattore d'emissioni f_{CO_2} per la rete elettrica italiana vale circa 0,5 kg di CO₂ equivalente per kWh, mentre il prezzo medio annuale della CO₂ evitata sul mercato odierno dei permessi d'emissione vale $V_{CO_2} = 15 \text{ €/t}$ (www.mercatoelettrico.org/it/).

Avremo, pertanto:

$$C_{kWh5} = - 0,0075 \text{ €/kWh}$$

6 – Contributo per lo smantellamento della centrale a fine vita operativa

$$C_{kWh6} = (Q_N/H) \sum_u (U_u/P) [1/(1+r)^{T_u}] \quad (16)$$

Dove:

- U_u/P è il costo specifico in €/kW, valutato in moneta presente, delle operazioni di *decommissioning* effettuate per il blocco u-esimo delle spese previste nell'anno T_u dopo la chiusura dell'impianto;
- $1/(1+r)^{T_u}$ è il fattore d'attualizzazione della spesa che si suppone avvenga nell'anno T_u ;
- T_u può assumere i valori discreti relativi agli anni $N+x$, $N+y$, $N+z$, ecc. in cui si prevede di realizzare i diversi blocchi dello smantellamento ($z > y > x$).

La spesa dello smantellamento (*decommissioning & waste disposal*) dei reattori rappresenta una delle maggiori fonti di discussione fra gli esperti. Il motivo principale della controversia risiede nel fatto che si hanno pochi dati sperimentali sui costi e, spesso, le cifre dichiarate risultano poco affidabili. Da un lato, la necessità di aspettare un tempo dell'ordine del periodo di dimezzamento della radioattività dei materiali più attivi (circa 30 anni) per iniziare il *decommissioning* dopo la chiusura delle attività produttive e, dall'altro, la durata prevista per questa operazione (finora sperimentata solo in parte) portano ad affermare che l'intero processo possa durare un tempo ulteriore di circa 20-40 anni. In definitiva, abbiamo a che fare con un'impresa che complessivamente dura in media oltre mezzo secolo (Thomas, 2008). Questa durata si va ad aggiungere alla vita operativa dell'impianto per un totale di circa un secolo. Chiaramente ogni previsione fatta all'inizio delle attività per un periodo così lungo possiede un grado d'affidabilità assai basso. Sappiamo che il grosso delle attività può cominciare dopo circa $x = 30$ anni, ma poco possiamo dire su quanto dureranno.

A titolo di esempio della difficoltà di previsione, si può citare il metodo adottato da qualche anno dal governo USA per garantirsi la disponibilità di fondi per lo smantellamento a fine vita operativa delle nuove centrali che stanno entrando in esercizio. Al gestore viene imposto di mettere da parte in un apposito fondo fruttifero una parte del ricavo annuale cumulandolo per tutta la vita operativa in un fondo d'investimento vincolato alle spese di smantellamento. L'entità del pagamento, 0,001 \$/kWh, è stata fissata sulla base della situazione attuale prevista per i costi. Purtroppo la crisi finanziaria sopravvenuta non era stata prevista e tutti i fondi d'investimento hanno subito pesanti perdite. E' così accaduto che le somme messe da parte finora per lo smantellamento sono divenute del tutto inadeguate, dimostrando l'insufficienza del metodo proposto.

Secondo la raccolta sommaria di dati sul costo di *decommissioning* riportata sul sito internet di Wikipedia (http://en.wikipedia.org/wiki/Nuclear_decommissioning#cost_of_decommissioning), il valore presente della spesa complessiva spazia, per i diversi paesi, tra 550 e 2600 US\$/kW (\$ 2007).

Più recentemente nel rapporto Severance già citato (Severance, 2009) è indicata la seguente stima complessiva di questa voce di costo, senza alcuna indicazione per disaggregarla, come:

$$\Sigma_u (U_u/P) [1/(1+r)^{Tu}] = 1000 \text{ US\$/kW} = 729 \text{ €/kW}$$

Utilizzando questo dato per entrambi i casi, otteniamo :

Caso 1

$$r = 5\%$$

$$N = 40 \text{ anni}$$

$$Q_{40} = 0,05828$$

$$\Sigma_u (U_u/P) [1/(1+r)^{Tu}] = 729 \text{ €/kW}$$

$$H = 7446 \text{ ore}$$

$$C_{\text{kWh}6}^{(1)} = 0,0057 \text{ €/kWh}$$

Caso 2

$$r = 5\%$$

$$N = 60 \text{ anni}$$

$$Q_{60} = 0,05283$$

$$\Sigma_u (U_u/P) [1/(1+r)^{Tu}] = 729 \text{ €/kW}$$

$$H = 7446 \text{ ore}$$

$$C_{\text{kWh}6}^{(2)} = 0,0052 \text{ €/kWh}$$

Considereremo, pertanto, che la nostra voce di costo possa avere i seguenti valori:

$$C_{\text{kWh}6}^{(1)} = 0,0057 \text{ €/kWh}$$

$$C_{\text{kWh}6}^{(2)} = 0,0052 \text{ €/kWh}$$

7 – Contributo per la spesa del combustibile nucleare

$$C_{\text{kWh}7} = Q_N \Sigma_t [(1+e)^t / (1+r)^t] (f_c / \eta E_s) \quad (22)$$

Dove:

- $Q_N = r/[1-(1+r)^{-N}]$ è il fattore d'annualità al tasso d'interesse reale r ;
- e = tasso annuale d'aumento nel tempo del prezzo del combustibile oltre l'inflazione;
- f_c è il costo specifico del combustibile espresso in €/kg;
- E_s è il potere energetico specifico del combustibile espresso in kWh/kg;
- η è l'efficienza di conversione energetica per la trasformazione dell'energia del combustibile in elettricità.

- a) η - Per un reattore della III generazione come l'EPR, l'efficienza di conversione da energia termica ad elettrica raggiunge oggi il valore medio annuale:

$$\eta = 35\%$$

- b) E_s - Nella pratica, il dato è ricavato con la seguente formula empirica (MIT, 2003) che lega il tenore di uranio-235, contenuto nel combustibile, al valore dell'energia di combustione, o *burn up*:

$$X_p(\%) = 0,41201 + 0,11208 \{[(n+1)/2n] B_d\} + 0,00023937 \{[(n+1)/2n] B_d\}^2$$

Dove n rappresenta il numero dei blocchi di sostituzione degli elementi di combustibile (di solito $n = 3$) e B_d è il valore del *burn up* in GWd/t.

I moderni reattori PWR della III generazione hanno un *burn up* di 50 GWd/t (MIT, 2003) e quindi essi necessitano di un combustibile con tenore di arricchimento in uranio-235 pari a 4,41%, valore più basso di quello teorico (vedi tabella in Appendice).

Pertanto, partendo da un *burn up* di 50 GWd/t, con le opportune equivalenze delle unità di misura, si trova che il valore del potere energetico specifico cercato è:

$$E_s = 1200 \cdot 10^3 \text{ kWh/kg}$$

- c) f_c - Il prezzo specifico del combustibile nucleare deriva da una serie di costi che si vanno a sommare a quello dell'uranio naturale e che riguardano le varie fasi di trattamento chimico-fisico fino ad arrivare al

confezionamento delle barre di combustibile per il reattore. La Tab.3, qui sotto riprodotta, mostra la situazione dettagliata dei costi secondo la stima recente del Prof. Oriolo dell'Università di Pisa (Oriolo, 2010).

Tab.3 – Costo specifico del combustibile nucleare [Fonte: (Oriolo, 2010)]

U_3O_8 (60 \$/lb) ¹	133 \$/kg	
Uranio	8,9 kg di U_3O_8 x \$ 133	1184 \$
Conversione	7,5 kg x \$ 12	90 “
Arricchimento	7,3 SWU ² x \$ 135	985 “
Fabbricazione combustibile	1 kg	240 “
Totale		2499 \$/kg
Incidenza Uranio (%)		47,4

¹Prezzo aggiornato dall'autore sul listino prezzi di marzo 2011

²SWU = Separative Work Unit

Come si può notare, il costo specifico consta di 4 voci di spesa (1 € = 1,3 \$):

- 1) f_{c1} = uranio U_3O_8 (*yellow cake*) = 1184 \$/kg = 910,8 €/kg;
- 2) f_{c2} = conversione UF_6 = 90 \$/kg = 69,2 €/kg;
- 3) f_{c3} = arricchimento = 985 \$/kg = 757,7 €/kg;
- 4) f_{c4} = fabbricazione combustibile UO_2 = 240 \$/kg = 184,6 €/kg

Di queste, soltanto la prima voce riguarda il materiale, mentre le altre sono dovute al costo del lavoro e dell'energia. Pertanto, nella prospettiva temporale dei 40 anni della vita operativa, l'aumento del costo delle voci dipendenti dal lavoro e dall'energia sarà essenzialmente dovuto all'inflazione, mentre soltanto il prezzo del minerale potrà subire aumenti superiori all'inflazione, dovuti alla progressiva rarefazione della risorsa. Di conseguenza, il fattore di sconto, che tiene conto dell'aumento specifico del costo oltre l'inflazione, dovrà essere applicato soltanto alla componente f_{c1} della spesa. Avremo perciò:

$$f_c = \sum_t [(1+e)^t / (1+r)^t] f_{c1} + f_{c2} + f_{c3} + f_{c4}$$

Sostituendo nella (22), otteniamo :

$$C_{kWh7} = Q_N \{ \sum_t [(1+e)^t / (1+r)^t] f_{c1} + f_{c2} + f_{c3} + f_{c4} \} / (\eta E_s) \quad (23)$$

Considerato l'andamento passato del prezzo del minerale uranio (*yellow cake*), che è cresciuto in pochi anni da circa 10 \$/libra fino a 135 \$ per poi ridiscendere ai 60 \$ attuali, risulta obiettivamente difficile fare una previsione affidabile per i prossimi quaranta anni. E', però, un dato di fatto che l'attuale decrescita del prezzo è dovuta all'effetto dell'offerta sul mercato del nuovo combustibile MOX (*Mixed Oxide*), ottenuto dal plutonio delle testate nucleari in smantellamento. E' da considerare probabile che, quando il plutonio sarà terminato, i prezzi del combustibile riprenderanno a salire. A prescindere dal picco del 2007 di 135 \$/lb, l'aumento dal 2000 al 2010 è stato di oltre un fattore 5, cioè ad un tasso medio del 17% all'anno. Facciamo un'ipotesi minimale che, per il futuro, il tasso di crescita del prezzo possa essere in media pari al 3% all'anno sopra all'inflazione. Avremo allora in quaranta e sessanta anni con il solito valore del tasso di sconto al 5% annuo:

Caso 1

$$r = 5\%$$

$$e = 3\%$$

$$Q_{40} = 0,05828$$

$$\sum_t [(1+e)^t / (1+r)^t] = 27,637$$

$$f_{c1} = 910,8 \text{ €}$$

$$f_{c2} + f_{c3} + f_{c4} = 1011,5 \text{ €}$$

$$\eta = 0,35$$

$$E_s = 1200 \cdot 10^3 \text{ kWh/kg}$$

Caso 2

$$r = 5\%$$

$$e = 3\%$$

$$Q_{60} = 0,05283$$

$$\sum_t [(1+e)^t / (1+r)^t] = 35,256$$

$$f_{c1} = 910,8 \text{ €}$$

$$f_{c2} + f_{c3} + f_{c4} = 1011,5$$

$$\eta = 0,35$$

$$E_s = 1200 \cdot 10^3 \text{ kWh/kg}$$

$$C_{kWh7}^{(1)} = 0,0036 \text{ €/kWh}$$

$$C_{kWh7}^{(2)} = 0,0042 \text{ €/kWh}$$

In definitiva, otteniamo:

$$C_{kWh7}^{(1)} = \mathbf{0,0036 \text{ €/kWh}}$$

$$C_{kWh7}^{(2)} = \mathbf{0,0042 \text{ €/kWh}}$$

Costo totale del kWh

La Tab.4 riassume la situazione di tutte le voci di costo per il tasso di sconto a interesse reale pari al 5% annuo.

Tab.4 – Sintesi delle voci di costo (r = 5%)

Caso 1 (N = 40 anni)			Caso 2 (N = 60 anni)	
Voce di costo	Valore (€/kWh)	(%)	Valore (€/kWh)	(%)
Finanziario	0,0596	70,1	0,0540	66,9
Parti di ricambio	0,0053	6,2	0,0050	6,2
Recupero materiali	- 0,0012	- 1,4	- 0,0004	- 0,5
Esercizio & manutenzione	0,0194	22,8	0,0202	25,0
Credito CO ₂	- 0,0075	- 8,8	- 0,0075	- 9,3
Decommissioning	0,0057	6,7	0,0052	6,4
Combustibile	0,0036	4,2	0,0042	5,2
Totale	0,0850	100	0,0807	100

Il costo del kWh risulta dalla somma dei sette contributi precedenti nei due casi esaminati rispettivamente per la vita operativa di 40 e di 60 anni:

$$C_{kWh}^{(1)} = \sum_i C_{kWhi}^{(1)} = \mathbf{0,085 \text{ €/kWh}}$$

$$C_{kWh}^{(2)} = \sum_i C_{kWhi}^{(2)} = \mathbf{0,081 \text{ €/kWh}}$$

Ripetendo l'intero procedimento di calcolo con un tasso d'interesse reale pari al 6% annuo, si ottiene la seguente nuova situazione della Tab.5.

Tab.5 – Sintesi delle voci di costo (r = 6%)

Caso 1 (N = 40 anni)			Caso 2 (N = 60 anni)	
Voce di costo	Valore (€/kWh)	(%)	Valore (€/kWh)	(%)
Finanziario	0,0685	73,0	0,0638	71,3
Parti di ricambio	0,0045	4,8	0,00377	4,2
Recupero materiali	- 0,00094	- 1,0	- 0,00029	- 0,3
Esercizio & manutenzione	0,0192	20,5	0,0198	22,1
Credito CO ₂	- 0,0075	- 8,0	- 0,0075	- 8,4
Decommissioning	0,0065	6,9	0,0061	6,8
Combustibile	0,00354	3,8	0,0039	4,3
Totale	0,0938	100	0,0895	100

In questo caso il costo totale del kWh è:

$$C_{kWh}^{(1)} = \sum_i C_{kWhi}^{(1)} = \mathbf{0,094 \text{ €/kWh}}$$

$$C_{kWh}^{(2)} = \sum_i C_{kWhi}^{(2)} = \mathbf{0,089 \text{ €/kWh}}$$

Conclusioni

Riunendo tutti i risultati, potremo dire che il caso più favorevole si realizza con il tasso d'interesse pari al 5% annuo e la vita operativa di 60 anni e che in questo caso il costo del kWh è circa 8,1 c€, mentre nel caso meno favorevole (tasso interesse = 6%; vita operativa 40 anni) si ottiene un costo del kWh pari a 9,4 c€.

In definitiva, la nostra stima assegna al costo del kWh nucleare l'intervallo di valori:

$$C_{\text{kWh}} = (8,1 \div 9,4) \text{ c€/kWh}$$

Confrontando questo risultato con i dati della Tab.2, si può vedere che i valori ottenuti si collocano al di sopra delle stime più ottimistiche e in buon accordo con i dati dei rapporti Lazard e Keystone. Osservando i pesi dei diversi contributi, si può vedere come il costo finanziario incida per oltre il 70%. E', pertanto, fondamentale per raggiungere un buon margine di confidenza sul risultato conoscere con precisione questo parametro di costo, che, nella pratica, può variare molto in dipendenza dalle condizioni socio politiche del paese in cui si va ad installare l'impianto.

La nostra stima si riferisce all'area dell'UE, con i suoi costi e i suoi requisiti per la sicurezza e con particolare riguardo alle condizioni strutturali italiane. A questo proposito dobbiamo tenere conto del fatto che il prezzo unico d'acquisto dell'energia elettrica in Italia è situato oggi in media a 7 centesimi di euro e che il prezzo del kWh per il carico di base, cui è destinata la produzione nucleare, è di 4,7 centesimi di euro (www.mercatoelettrico.org PUN index del giorno 3/5/2011). Possiamo, pertanto, concludere che, nonostante i miglioramenti avvenuti nel fattore di carico e nell'efficienza di trasformazione dei reattori (qui puntualmente registrati) e l'acquisizione del credito di emissioni di CO₂ al valore di mercato, l'energia elettrica nucleare non è competitiva.

Riferimenti

- Barkatullah N., 2010, *Financing of Nuclear Power Projeets*, IAEA/ICTP School of Energy Management, Trieste, Italy, November 2010
- Bodansky D., *Nuclear Energy*, Ed. Springer ISBN 978-0-387-20778-0, 2005
- Clò A., 2010, *Si fa presto a dire nucleare*, Edizioni Il Mulino, Bologna Ottobre 2010, p.78
- Coiante D., 2004, *Le nuove fonti rinnovabili*, Franco Angeli Editore, Cap.III, Milano 2004
- Coiante D., 2011, *Costi di chiusura del ciclo di vita degli impianti nucleari*, www.aspoitalia.it
- Clerici A., 2011, *Il nucleare e i suoi costi*, Convegno "Dopo il disastro nucleare in Giappone, Energia: rifare i conti" Amici della Terra – ISAT, Roma, 15 Aprile 2011
- De Paoli L., Gulli F., 2008, *The competitiveness of nuclear energy in an era of liberalized markets and restrictions on greenhouse gas emissions*, Economia Delle Fonti Di Energia E Dell'Ambiente, Anno LI, N.2/2008
- IEA, 1991, *Guidelines for the Economic Analysis of Renewable Energy Technology Applications*, OECD/IEA, Paris 1991
- Keystone, 2007, *Nuclear Power Joint Fact Findings*, June 2007, www.ne.doe.gov/pdfFiles/rpt_KeystoneReportnNuclearPowerJointFactFinding_2007.pdf
- Lazard, 2008, *Levelized Cost of Energy Analysis – Version 2.0*, www.narucmeetings.org/Presentations/2008
- Loizzo P., 1994, *Le centrali nucleari, ovvero il diavolo che non c'è*, Edizioni Monteleone, Vibo Valentia Febraio 1994, p.167
- MIT, 2003, *The Future of Nuclear Power*, <http://web.mit.edu/nuclearpower/pdf/nuclearpower-full.pdf>
- MIT, 2009, *Update of the MIT 2003 Future of Nuclear Power Study*, <http://web.mit.edu/nuclearpower/pdf/nuclearpower-update2003.pdf>
- Oriolo F., 2010, *Energia Nucleare di IV generazione e fusione*, IV Congresso Nazionale AIGE, Roma, 26-27 Maggio 2010, www.assoelettrica.it/popup/E_Tecnologia&Sviluppo729_ALLEGATO/tecnologia_sviluppo.pdf

- Thomas S., 2008, *The Organisation & the Costs of the Decommissioning Nuclear Plants in the UK*, *Economia Delle Fonti Di Energia E Dell'Ambiente*, Anno LI – N.2/2008
- Schneider M., Frogatt A., Thomas S., 2011, *The World Nuclear Industry Status Report 2010-2011: Nuclear Power in a Post-Fukushima World*, Ed. Worldwatch Institute, Washington, DC (USA), April 2011
- Severance C.A., 2009, *Business Risks and Costs of New Nuclear Power*, <http://climateprogress.org/wp-content/uploads/2009/01/nuclear-costs-2009.pdf>
- Zollino G., Putti P. M., 2011, *E' l'atomo la scelta "low cost" per il paese*, *Corriere della sera*, 9/2/2011

APPENDICE

Generalità

Il metodo più affidabile per giudicare dal punto di vista economico un'impresa industriale di lunga durata è quello di stimare il valore totale generato nel corso dell'attività e di confrontarlo con l'investimento iniziale fatto. Poiché il valore è prodotto lungo il corso del tempo, per effettuare il confronto con il capitale investito all'inizio delle attività, occorre riportare i vari proventi economici a tale data, bisogna cioè, come si dice in gergo, attualizzare il valore economico alla data di partenza delle attività. Per questo motivo il metodo prende il nome di "valore attuale netto", o sinteticamente (VAN) dell'impresa. Esso trova applicazione anche nell'impresa di costruire e gestire una centrale nucleare.

In modo del tutto generale il VAN è definito come la differenza tra la somma di tutti i flussi di cassa netti (FCN), generati durante gli N anni della vita operativa dell'impianto e attualizzati all'anno d'inizio dell'esercizio, e l'investimento totale I impiegato.

$$VAN = \sum_t [(FCN)_t / (1+k)^t] - I \quad (1A)$$

Dove l'indice t della sommatoria va da 1 a N e il fattore $1/(1+k)^t$ è detto "fattore d'attualizzazione" o fattore di sconto dell'anno t.

Il tasso di sconto, k, è definito come:

$$(1+k) = (1+h)(1+r) \quad (2A)$$

con h = tasso d'inflazione ed r = tasso d'interesse reale.

A sua volta il flusso di cassa netto è definito come quello lordo (FCL) da cui sono state detratte le tasse dirette. Naturalmente le tasse si applicano al cosiddetto imponibile, che si ottiene da (FCL) detraendo il valore del deprezzamento D dell'impianto nel tempo. Quindi, se T è il rateo annuale delle imposte dirette, il flusso di cassa netto per il generico anno t della vita operativa sarà:

$$(FCN)_t = (FCL)_t - [(FCL)_t - D_t] T = (1-T) (FCL)_t + T D_t \quad (3A)$$

Inserendo nella (1A) si ottiene l'espressione definitiva del VAN come:

$$VAN = (1-T) \sum_t [(FCL)_t / (1+k)^t] + T \sum_j [D_j / (1+k)^j] - I \quad (4A)$$

Dove l'indice j va da 1 fino all'anno d < N, anno in cui si considera esaurito il deprezzamento riconosciuto dalla Stato per l'obsolescenza degli apparati tecnici.

A questo punto occorre esplicitare FCL e D per calcolare il VAN.

Nell'anno t, FCL è dato dal ricavo di quell'anno meno il costo sostenuto, cioè:

$$(FCL)_t = (RICAVO)_t - (COSTO)_t \quad (5A)$$

Pertanto sostituendo nella (4A):

$$VAN = (1-T) \sum_t [(RICAVO)_t - (COSTO)_t] / (1+k)^t + T \sum_j [D_j / (1+k)^j] - I \quad (6A)$$

Ricavi (RCV)

1) Energia venduta

$$(RCV)_t = (AEP)_t V_{Et} \quad (7A)$$

Dove $(AEP)_t$ è l'energia totale prodotta dall'impianto nell'anno t e V_{Et} è il prezzo di vendita dell'unità d'energia in quell'anno.

Se V_E è il valore in moneta dell'anno d'inizio allora il valore nell'anno t sarà dato:

$$V_{Et} = V_E (1+h)^t \quad (8A)$$

Quindi, supponendo che la produzione energetica annuale sia costante, avremo :

$$(RCV)_t = V_E (AEP) (1+h)^t \quad (9A)$$

2) *Recupero di valore a fine vita*

Alla fine della vita operativa, nell'anno $N+1$, inizia lo smantellamento dell'impianto. Alcune parti d'impianto ed i materiali ancora utilizzabili sono recuperati per un valore residuale $S(1+h)^{N+1}$, con S espresso in moneta dell'anno d'inizio e con h = tasso d'aumento per l'inflazione. Questo valore può essere contabilizzato come un ricavo straordinario che, opportunamente attualizzato, si aggiunge agli altri. Pertanto al ricavo totale, per il solo anno $N+1$, si aggiungerà il termine:

$$(RCV)_s = S (1+h)^{N+1} \quad (10A)$$

3) *Credito di emissioni di CO₂*

La generazione del kWh nucleare è accompagnata da un bassissimo tenore di emissioni di CO₂. In una prima grossolana approssimazione, assumiamo che la quantità di emissioni di gas serra sia trascurabile rispetto a quella dei generatori termoelettrici convenzionali che alimentano la rete di distribuzione. Pertanto, quando 1 kWh nucleare è immesso in rete, viene evitata una quantità pari al fattore d'emissione mediato sul parco degli altri generatori convenzionali collegati alla griglia, che chiameremo f_{CO_2} .

Pertanto, l'immissione in rete dell'energia AEP prodotta annualmente dalla centrale permette di evitare nell'anno t una quantità di emissioni pari a:

$$CO_{2t} = f_{CO_2} (AEP) \quad \text{kg} \quad (11A)$$

Dove f_{CO_2} è espresso in kg/kWh e AEP in kWh.

Questo credito di emissioni è collocato sul mercato dei permessi d'emissione e ceduto al prezzo corrente nell'anno t . Supponiamo che oggi tale prezzo sia V_{CO_2} espresso in euro/kg. Il valore nell'anno t sarà:

$$V_{CO_{2t}} = V_{CO_2} (1+h)^t$$

Ciò darà luogo ad un ricavo nell'anno t pari a:

$$(RCV)_{CO_{2t}} = f_{CO_2} (AEP) V_{CO_2} (1+h)^t \quad (12A)$$

Secondo i dati della Terna per l'Italia, f_{CO_2} vale oggi circa 0,5 kg di CO₂ equivalente a kWh.

Costi (CST)

1) *Costo delle parti di ricambio*

Durante la vita operativa dell'impianto, alcuni componenti guasti, o usurati, saranno rimpiazzati con elementi di ricambio. Se il valore del ricambio è R_m in moneta dell'anno d'inizio e la sostituzione avviene nell'anno m , il costo sarà:

$$(CST)_1 = (1+h)^m (1+s)^m R_m \quad (13A)$$

Dove $(1+s)$ è il fattore d'aumento annuale del prezzo dei ricambi al netto dell'inflazione (s = tasso annuale d'aumento del prezzo dei materiali sopra all'inflazione)

2) *Costo del combustibile*

Nel generico anno t il costo del combustibile sarà dato da:

$$(CST)_2 = (CC) (1+h)^t (1+e)^t \quad (14A)$$

Dove (CC) è il costo annuale del combustibile in moneta dell'anno d'inizio e $(1+e)$ è il fattore d'aumento del prezzo del combustibile (e = tasso annuale d'aumento del prezzo sopra all'inflazione).

3) *Costo di esercizio e manutenzione*

In questo costo occorre considerare anche le spese per lo stoccaggio temporaneo degli elementi di combustibile bruciati. Se $C_{E\&M}$ è il costo d'esercizio e manutenzione della centrale in moneta dell'anno d'inizio, il costo nell'anno generico t sarà dato da:

$$(CST)_3 = C_{E\&M} (1+h)^t (1+s)^t \quad (15A)$$

dove si è considerato con h l'aumento dovuto all'inflazione e con s quello dei prezzi per i materiali e per il lavoro usati nella manutenzione (s = tasso annuale d'aumento del prezzo dei materiali oltre all'inflazione).

4) *Costo di smantellamento dell'impianto e ripristino del sito*

La spesa viene affrontata dopo la fine della vita operativa a partire dall'anno N e l'operazione ha una durata di molti anni. Si tratta di un complesso d'attività, generalmente indicato con i termini inglesi di *decommissioning & waste disposal*, che inizia uno o due anni dopo la chiusura con lo svuotamento del nocciolo di tutti gli elementi di combustibile bruciato e il loro collocamento nella piscina di stoccaggio. Qui le barre di combustibile rimangono in attesa del decadimento della radioattività degli elementi a breve vita media. Durante questa fase, che può durare alcune decine d'anni, occorre sorvegliare la centrale ed effettuare una minima manutenzione degli impianti. Successivamente si esegue la rimozione delle barre e il loro trasporto in appositi contenitori schermati fino all'impianto di trattamento chimico-fisico per la successiva deposizione in discarica. In parallelo, si comincia a rimuovere le parti d'impianto non contaminate e quelle a bassa radioattività e si prosegue nel tempo fino alla fase finale della pulizia del sito con la rimozione completa degli edifici. Il costo di queste operazioni è affrontato mano a mano che il *decommissioning* procede. Si tratta quindi di una spesa a blocchi che si distribuisce in un arco temporale molto lungo, che può arrivare anche al secolo (Thomas, 2008). Per tenere conto di questi costi futuri nel bilancio presente d'impresa, occorre applicare alle spese il fattore di sconto contestualmente al loro verificarsi e poi sommarle.

Se indichiamo con U_1 la spesa del primo blocco, stimata in moneta dell'anno d'inizio dell'esercizio della centrale, ma eseguita x anni dalla chiusura, cioè nell'anno $T_1 = N+x$, il suo valore sarà:

$$(CST)_1 = U_1 (1+h)^{T_1}$$

avendo considerato che la natura principale della spesa è quella del lavoro e, pertanto, l'aumento del costo è dovuto essenzialmente all'inflazione. Il valore scontato al presente è:

$$(CST)_1/(1+k)^{T_1} = U_1 (1+h)^{T_1}/(1+k)^{T_1}$$

Analogamente avverrà per il secondo blocco di spesa U_2 da fare nell'anno successivo $T_2 = N+y$ e per il terzo U_3 nell'anno $T_3 = N+z$ e così via, cosicché dovremo considerare una spesa totale attualizzata:

$$CST = \sum_u U_u (1+h)^{T_u}/(1+k)^{T_u} \quad (16A)$$

Con l'indice u che copre tutti i blocchi in cui la spesa di *decommissioning* può essere frazionata nel tempo.

In molti casi, questa voce di spesa non è presa in considerazione all'atto d'intraprendere le attività ed essa non compare nei bilanci preventivi, salvo poi doverla affrontare alla chiusura dell'impianto caricandone l'importo sulla collettività (leggi permettendo).

5) *Mantenimento in sicurezza nella discarica delle scorie radioattive*

Questo costo in generale non viene addebitato direttamente all'impresa nucleare, ma è posto a carico della Comunità come se si trattasse di un costo sociale analogo a quello dei rifiuti solidi urbani. Pertanto non verrà preso in considerazione nella presente analisi.

Deprezzamento degli impianti tecnici

Assumiamo che sia riconosciuto dalla legge fiscale il deprezzamento di una parte dell'impianto, corrispondente ad una quota q dell'investimento totale I , e che il processo sia ammesso per un massimo di d anni. Assumiamo anche che il deprezzamento avvenga in modo lineare. Allora, nell'anno generico j , compreso fra 1 e d , si potrà detrarre dall'imponibile la rata di deprezzamento:

$$D_j = (q/d) I (1+h)^j \quad (17A)$$

VAN dell'impresa

Sostituendo nella (6A) le relazioni dei vari ricavi e costi, otteniamo la seguente espressione parametrica del VAN:

$$\begin{aligned} \text{VAN} = (1-T)\{ & V_E(\text{AEP})\sum_t [(1+h)^t/(1+k)^t] + f_{\text{CO}_2}(\text{AEP})V_{\text{CO}_2}\sum_t [(1+h)^t/(1+k)^t] + \\ & S[(1+h)^{N+1}/(1+k)^{N+1}] - [(1+h)^m(1+s)^m/(1+k)^m]R_m - (\text{CC})\sum_t [(1+h)^t(1+e)^t/(1+k)^t] \\ & - C_{\text{E\&M}}\sum_t [(1+h)^t(1+s)^t/(1+k)^t] - \sum_u U_u(1+h)^{T_u}/(1+k)^{T_u} \} + T(q/d)I \sum_j [(1+h)^j/(1+k)^j] - I \end{aligned}$$

Ricordando l'espressione del tasso di sconto (2A), possiamo esprimere tutto in funzione del tasso d'interesse reale r , in quanto:

$$(1+h)/(1+k) = 1/(1+r) \quad (18A)$$

Allora:

$$\begin{aligned} \text{VAN} = (1-T)\{ & V_E(\text{AEP})\sum_t [1/(1+r)^t] + f_{\text{CO}_2}(\text{AEP})V_{\text{CO}_2}\sum_t [1/(1+r)^t] + S[1/(1+r)^{N+1}] \\ & - [(1+s)^m/(1+r)^m]R_m - (\text{CC})\sum_t [(1+e)^t/(1+r)^t] - C_{\text{E\&M}}\sum_t [(1+s)^t/(1+r)^t] - \sum_u U_u [1/(1+r)^{T_u}] \} \\ & + T(q/d)I \sum_j [1/(1+r)^j] - I \end{aligned}$$

Ricordiamo che la somma di N termini in progressione geometrica vale :

$$\sum_t [1/(1+r)^t] = [1 - 1/(1+r)^N] / r$$

e che il fattore di annualità Q_N per la restituzione in N rate costanti di un capitale preso prestato al tasso d'interesse r è:

$$Q_N = r/[1 - (1+r)^{-N}]$$

Si ha:

$$\sum_t [1/(1+r)^t] = 1/Q_N$$

Pertanto :

$$\begin{aligned} \text{VAN} = (1-T)\{ & V_E(\text{AEP})/Q_N + f_{\text{CO}_2}(\text{AEP})V_{\text{CO}_2}/Q_N + S[1/(1+r)^{N+1}] - [(1+s)^m/(1+r)^m]R_m + \\ & - (\text{CC})\sum_t [(1+e)^t/(1+r)^t] - C_{\text{E\&M}}\sum_t [(1+s)^t/(1+r)^t] - \sum_u U_u [1/(1+r)^{T_u}] \} + \\ & - I [1 - Tq/(dQ_d)] \end{aligned} \quad (19A)$$

Costo del kWh

Come si può notare dall'espressione (19A), il VAN è costituito da alcuni termini positivi, che rappresentano le attività di bilancio, e da altri negativi che misurano le passività. Pertanto per il VAN dell'impresa si possono avere tre casi:

1. $\text{VAN} > 0$
2. $\text{VAN} < 0$
3. $\text{VAN} = 0$

Nel primo caso l'impresa è redditizia, mentre nel secondo è un fallimento. Il terzo caso rappresenta la linea di confine tra i due casi precedenti e mostra il pareggio del bilancio d'impresa.

Una volta stabiliti i valori dei diversi parametri che compaiono nell'espressione rimane soltanto il prezzo unitario di vendita del prodotto, V_E , per modulare il VAN in modo da renderlo positivo. Misurando l'energia in kWh, il valore del prezzo di vendita dell'unità d'energia V_E , che realizza il pareggio del bilancio, cioè quello che risolve l'equazione $\text{VAN} = 0$, costituisce il costo di produzione del kWh, C_{kWh} . Pertanto, dalla (19A) con qualche passaggio algebrico si ottiene:

$$\begin{aligned} C_{\text{kWh}}(\text{AEP}) = I [& Q_N/(1-T)] [1 - T(q/d)(1/Q_d)] + Q_N C_{\text{E\&M}} \sum_t [(1+s)^t/(1+r)^t] - f_{\text{CO}_2}(\text{AEP})V_{\text{CO}_2} + \\ & Q_N [(1+s)^m/(1+r)^m]R_m - Q_N S [1/(1+r)^{N+1}] + Q_N \sum_u U_u [1/(1+r)^{T_u}] + \\ & Q_N (\text{CC}) \sum_t [(1+e)^t/(1+r)^t] \end{aligned} \quad (20A)$$

Dove $C_{\text{kWh}}(\text{AEP})$ rappresenta la spesa annuale SA sostenuta per produrre l'energia.

Nel caso di impianti di produzione con vita operativa molto lunga, come gli impianti nucleari, è quasi certo che il prezzo unitario della manutenzione e del combustibile sia soggetto ad un aumento aggiuntivo nel tempo rispetto all'inflazione. Quindi occorrerà tenere conto dei rispettivi tassi di crescita s ed e .

- a) Di solito alcuni costi sono proporzionali alla dimensione dell'impianto e quindi all'investimento totale: essi possono essere indicati rapportandoli al valore del capitale impiegato. Pertanto avremo che:

$$S = K_S I$$

Dove K_S è la frazione dell'investimento recuperata dalla vendita delle parti d'impianto ancora commerciabili alla fine della vita operativa.

- b) Per quanto riguarda le parti di ricambio, impiegate nella manutenzione ordinaria e straordinaria degli impianti nucleari, occorre fare alcune considerazioni.

Finora la vita operativa di una centrale nucleare della II generazione era stata indicata in circa 30 anni. Lo stato di servizio degli impianti che oggi si stanno avvicinando a questa data è stato oggetto di verifiche in campo che hanno confermato la possibilità di prolungare la vita fino a 40 anni. La tecnologia migliorata delle centrali di III generazione considera possibile un prolungamento ulteriore. La discussione attualmente in corso è tutta centrata sulla previsione di una vita operativa di 60 anni per i reattori nucleari come l'EPR. Senza lasciarci coinvolgere nella diatriba circa l'attendibilità di questa previsione per le parti d'impianto che sarebbero sottoposte per 60 anni alle intense radiazioni e ai conseguenti effetti d'infragilimento dei materiali, limitiamoci a registrare che molti componenti dei vari sistemi che compongono l'impianto non hanno sicuramente una vita così lunga. Pertanto essi dovranno essere sostituiti con interventi di manutenzione straordinaria mano a mano che si verificano i guasti da usura. E' evidente che il piano di manutenzione ordinaria considerato nel preventivo di spesa per le centrali attuali per la durata di 30 anni non è sufficiente a fronteggiare gli extra costi dovuti al prolungamento a 40 e 60 anni. Si dovrà quindi preventivare una voce aggiuntiva alla spesa di manutenzione che tenga conto della necessità di rimpiazzare i componenti dell'impianto a rischio di rottura per l'invecchiamento. Prevedere esattamente le date in cui avverranno le singole sostituzioni è praticamente impossibile, sappiamo però che la probabilità del guasto da usura si concentrerà a fine vita operativa. Pertanto, per semplicità, assumiamo empiricamente che gli interventi di rimpiazzo possano essere raggruppati tutti intorno ad uno stesso anno della vita della centrale, che si trovi all'incirca all'80% della vita operativa N.

Facciamo poi l'ulteriore ipotesi che all'anno (0,8 N) la spesa per i ricambi sia R in moneta dell'anno zero. Rapportando all'investimento anche questa spesa, avremo:

$$R = K_R I$$

Pertanto il termine $[1/(1+r)^m]R_m$ dovrà essere sostituito dall'espressione:

$$[(1+s)^m/(1+r)^m]R_m = [K_R(1+s)^{0,8N}/(1+r)^{0,8N}] I \quad (21A)$$

Quindi la (20A) diviene:

$$C_{kWh}(AEP) = I \{ [Q_N/(1-T)] [1-T(q/d)(1/Q_d)] + Q_N [K_R(1+s)^{0,8N}/(1+r)^{0,8N}] + \\ - Q_N K_S [1/(1+r)^{N+1}] \} + Q_N C_{E\&M} \sum_i [(1+s)^i/(1+r)^i] - f_{CO_2}(AEP) V_{CO_2} + \\ Q_N \sum_u U_u [1/(1+r)^{T_u}] + Q_N (CC) \sum_i [(1+e)^i/(1+r)^i] \quad (22A)$$

- c) Per quanto riguarda il costo di esercizio e manutenzione, bisogna considerare che esso nella pratica è articolato in due termini: uno proporzionale alla dimensione dell'impianto, cioè alla sua potenza nominale, detto costo fisso (C_F) perché esso assume lo stesso valore indipendentemente dalla produzione e un altro dipendente dalla produzione annuale di energia (AEP), detto costo variabile C_V .

Pertanto avremo:

$$C_{E\&M} = C_F + C_V \quad (23A)$$

Dove :

$$C_F = c_f P; \quad C_V = c_v (AEP)$$

c_f = costo fisso unitario per l'esercizio e manutenzione espresso in €/kW;

c_v = costo variabile unitario per l'esercizio e manutenzione espresso in €/kWh.

- d) A sua volta il costo annuale per il combustibile (CC) può essere espresso in funzione del costo specifico f_c in €/kg, del potere energetico specifico E_s in kWh/kg e dell'efficienza di conversione η come:

$$(CC) = (f_c/\eta E_s) (AEP) \quad (24A)$$

Il potere energetico specifico E_s richiede qualche calcolo per essere stimato. Sappiamo che dalla fissione di un atomo di U-235 si sviluppa un'energia utile pari a 204 MeV (1 MeV = $1,602 \cdot 10^{-13}$ Joule). Sappiamo anche che un atomo di U-235 pesa 235 unità atomiche, cioè $3,9 \cdot 10^{-25}$ kg. Pertanto, l'energia sviluppata dalla fissione di 1 kg di U-235 sarà pari a $5,231 \cdot 10^{26}$ MeV. Applicando il fattore di conversione in joule, potremo dire che il potere energetico specifico dell'U-235 puro è:

$$E_s(U-235) = 8,37 \cdot 10^{13} \text{ J/kg.}$$

Ricordiamo che il combustibile nucleare è bruciato sotto forma di biossido d'uranio, UO_2 , e che in tale composto l'uranio rappresenta l'88% in peso. Tenendo conto di ciò, poiché il biossido è fatto con uranio arricchito al 3,75%, in ogni kg di combustibile UO_2 sarà presente una quantità di 0,033 kg di U-235. Infine il bilancio finale della combustione nel reattore mostra che una quota pari a circa l'80% viene bruciata, mentre un residuo di circa 6,6 grammi rimane incombusto (Bodansky, 2005). In definitiva, per ogni kg di combustibile è bruciata una quantità di U-235 pari a 0,0264 kg. Ricordando il valore del potere energetico, avremo che da un kg di combustibile (UO_2) si ottiene il potere energetico specifico del combustibile nucleare come:

$$E_s(UO_2) = 8,37 \times 0,0264 \cdot 10^{13} = 2210 \text{ GJ/kg}$$

Applicando infine l'equivalenza ($1 \text{ Wh} = 3600 \text{ J}$), otteniamo il potere energetico specifico nell'unità di misura cercata:

$$E_s(UO_2) = 614 \cdot 10^3 \text{ kWh/kg}$$

Questo valore rappresenta il limite teorico massimo dell'energia cinetica posseduta in totale dai prodotti di fissione, cioè neutroni, nuclei atomici, radiazioni alfa, beta e gamma e neutrini. In assenza di perdite, l'energia cinetica è ceduta all'acqua e si trasforma tutta in calore. Nella pratica, però, ci sono alcune cause di perdita dovute al fatto che una parte dei neutroni e delle radiazioni sfugge via dal vessel. Ad esempio, la componente dei neutrini, che rappresenta una quota pari a circa il 6% dell'energia (Loizzo, 1994), abbandona indisturbata il reattore. Inoltre, anche una parte del calore si disperde verso l'esterno a causa delle perdite termiche per convezione e irraggiamento. In conclusione, l'energia effettivamente utile per la generazione del vapore dovrebbe risultare più bassa del valore teorico sopra indicato.

Invece, i dati sperimentali di gestione dei reattori nucleari danno un valore più alto, che è praticamente uguale a quello sviluppato dalla quantità di U-235 contenuto nel combustibile UO_2 . La spiegazione risiede nel fatto che una parte del plutonio e dell'uranio-234, formati nel corso della reazione primaria, essendo fissili, partecipano alla produzione di energia con un contributo apprezzabile, che compensa le perdite sopra evidenziate. In definitiva, nella pratica, si considera il combustibile UO_2 come se fosse tutto composto da solo uranio e, quindi, possiamo far riferimento direttamente ai valori calcolati rispetto al tenore di uranio-235. La Tab.3, tratta da (Bodansky, 2005) contiene i risultati del calcolo per stimare il potere energetico specifico del combustibile nucleare.

Tab.3 - Dati teorici della "combustione" (burn up) dell'uranio (Bodansky, 2005)

Categoria uranio metallico	Grado di arricchimento (%)	Energia specifica (J/kg)	Energia termica di burn up (GWd/t) ²	Consumo specifico ¹ ($t/GWyr$) ³ (el)
U naturale	0,711	$5,84 \cdot 10^{11}$	6,8	169
U arricchito	3,2	$2,63 \cdot 10^{12}$	30,4	38
" "	3,5	2,87 "	33,3	34
" "	3,75	3,08 "	35,6	32
" "	5,0	4,10 "	47,5	24
" "	5,26	4,32 "	50	23
U-235 puro	100	$8,21 \cdot 10^{13}$	950	1,2

¹Si è ipotizzata un'efficienza di conversione $\eta = 32\%$ e un fattore di capacità del 100%

² GWd/t = gigawatt giorno/ tonnellata

³ $GWyr$ = gigawatt anno

Nell'uso comune, il potere energetico specifico è dato in unità di *burn up* ed è registrato nella penultima colonna della nostra tabella, che ci mostra anche come ad ogni valore corrisponda un certo tenore di arricchimento. Ad esempio, secondo la nostra tabella teorica, un *burn up* di 50 GWd/t richiede un tenore di arricchimento del 5,26%. Nella pratica dei reattori, però, non è così. A causa dell'energia sprigionata dalla radioattività dei vari prodotti di fissione, basta un tenore d'arricchimento minore rispetto a quello teorico della tabella per avere un dato *burn up*. La seguente formula empirica (MIT, 2003) lega il tenore di uranio-235, contenuto nel combustibile, al valore del *burn up*:

$$X_p(\%) = 0,41201 + 0,11208 \{[(n+1)/2n] B_d\} + 0,00023937 \{[(n+1)/2n] B_d\}^2$$

Dove n rappresenta il numero dei blocchi di sostituzione degli elementi di combustibile nel nocciolo del reattore (di solito $n = 3$) e B_d è il valore del *burn up* in GWd/t .

I moderni reattori PWR della III generazione hanno un *burn up* di 50 GWd/t (MIT, 2003) e quindi essi necessitano di un combustibile con tenore di arricchimento in uranio-235 (ricavato dalla formula) pari a 4,41%, valore più basso di quello teorico della tabella precedente.

Pertanto, partendo da un *burn up* di 50 GWd/t, con le opportune equivalenze delle unità di misura, si trova che il valore del potere energetico specifico nelle nostre unità metriche è:

$$E_s = 1200 \cdot 10^3 \text{ kWh/kg}$$

Sostituendo nella (22A), otteniamo per il costo di produzione del kWh:

$$\begin{aligned} C_{kWh} = & (AEP)^{-1} \{ [Q_N/(1-T)] [1 - T(q/d)(1/Q_d)] + Q_N [K_R(1+s)^{0,8N}/(1+r)^{0,8N}] + \\ & - Q_N K_S [1/(1+r)^{N+1}] \} + Q_N \sum_t [(1+s)^t/(1+r)^t] c_f P (AEP)^{-1} + Q_N \sum_t [(1+s)^t/(1+r)^t] c_v \\ & - f_{CO_2} V_{CO_2} + (AEP)^{-1} Q_N \sum_u U_u [1/(1+r)^{T_u}] + Q_N \sum_t [(1+e)^t/(1+r)^t] (f_c/\eta E_s) \end{aligned} \quad (25A)$$

- e) Il capitale totale investito I e l'energia annuale prodotta AEP possono essere posti in relazione alla potenza nominale dell'impianto P introducendo il costo specifico C_I , espresso generalmente in €/kW con P misurata in kW, e il fattore di capacità dell'impianto, espresso come numero di ore equivalenti al funzionamento a potenza nominale H . Avremo così:

$$\begin{aligned} I &= C_I P \\ AEP &= H P \end{aligned}$$

In definitiva, sostituendo nella (25A), avremo l'espressione parametrica finale per il costo del kWh:

$$\begin{aligned} C_{kWh} = & (H)^{-1} \{ [Q_N/(1-T)] [1 - T(q/d)(1/Q_d)] + Q_N [K_R(1+s)^{0,8N}/(1+r)^{0,8N}] + \\ & - Q_N K_S [1/(1+r)^{N+1}] \} C_I + \{ [Q_N \sum_t [(1+s)^t/(1+r)^t] (c_f/H)] + Q_N \sum_t [(1+s)^t/(1+r)^t] c_v \} \\ & - f_{CO_2} V_{CO_2} + (Q_N/H) \sum_u (U_u/P) [1/(1+r)^{T_u}] + Q_N \sum_t [(1+e)^t/(1+r)^t] (f_c/\eta E_s) \end{aligned} \quad (26A)$$

Elenco dei parametri:

1. H = numero ore equivalenti al funzionamento a piena potenza ricavabile dal fattore di capacità CF come $H = (CF) 8760$
2. $Q_N = r/[1-(1+r)^{-N}]$ fattore d'annualità per N rate annuali
3. r = tasso annuale d'interesse reale
4. N = numero di anni della vita operativa della centrale
5. T = rateo delle tasse dirette applicate all'imponibile d'impresa (IRES, IRAP)
6. q = frazione del valore dell'impianto ammessa allo sconto tributario per deprezzamento
7. d = numero di anni in cui si riconosce il deprezzamento
8. Q_d = fattore d'annualità per gli anni del deprezzamento
9. K_R = frazione dell'investimento I dedicata alle spese per i primi rimpiazzamenti all'80% della vita operativa
10. U_u = tranche di spesa per il *decommissioning & waste disposal* effettuata nell'anno T_u dopo x, y, z , anni dalla chiusura delle attività
11. T_u = anno in cui si suppone avvenga la spesa, cioè ai tempi $N+x, N+y, N+z$
12. K_S = frazione dell'investimento I ricavata dalla vendita delle parti della centrale ancora commerciabili con inizio x anni dopo la chiusura delle attività, cioè nell'anno $N+x$
13. C_I = Costo specifico totale della potenza elettrica dell'impianto in €/kW
14. I = Valore totale dell'investimento finanziario al momento d'inizio dell'esercizio della centrale
15. s = tasso annuale di crescita dei prezzi dei materiali al netto dell'inflazione
16. c_f = costo fisso unitario dell'esercizio e manutenzione in €/kW/anno
17. c_v = costo variabile unitario dell'esercizio e manutenzione in €/kWh/anno
18. f_{CO_2} = fattore d'emissioni di CO_2 equivalente mediato sul parco dei generatori tradizionali collegati in rete in $kg(CO_2)/kWh$
19. V_{CO_2} = prezzo sul mercato dei permessi d'emissione in €/kg(CO_2)
20. e = tasso annuale di crescita del prezzo del combustibile al netto dell'inflazione

21. f_c = costo specifico del combustibile in €/kg
22. E_s = potere energetico specifico del combustibile in kWh/kg
23. η = efficienza di conversione dell'energia termica del combustibile in elettricità.