



BANCA D'ITALIA
EUROSISTEMA

Questioni di Economia e Finanza

(Occasional Papers)

Costi e benefici del rilancio dell'energia nucleare in Italia

di Ivan Faiella e Luciano Lavecchia

Febbraio 2012

Numero

114



BANCA D'ITALIA
EUROSISTEMA

Questioni di Economia e Finanza

(Occasional papers)

Costi e benefici del rilancio dell'energia nucleare in Italia

di Ivan Faiella e Luciano Lavecchia

Numero 114 – Febbraio 2012

La serie Questioni di economia e finanza ha la finalità di presentare studi e documentazione su aspetti rilevanti per i compiti istituzionali della Banca d'Italia e dell'Eurosistema. Le Questioni di economia e finanza si affiancano ai Temi di discussione volti a fornire contributi originali per la ricerca economica.

La serie comprende lavori realizzati all'interno della Banca, talvolta in collaborazione con l'Eurosistema o con altre Istituzioni. I lavori pubblicati riflettono esclusivamente le opinioni degli autori, senza impegnare la responsabilità delle Istituzioni di appartenenza.

La serie è disponibile online sul sito www.bancaditalia.it.

COSTI E BENEFICI DEL RILANCIO DELL'ENERGIA NUCLEARE IN ITALIA

di Ivan Faiella* e Luciano Lavecchia**

Sommario

Questo studio mira a fornire elementi utili a valutare i costi e i benefici della realizzazione di nuova potenza elettronucleare nel perseguire tre finalità: la sicurezza degli approvvigionamenti, la riduzione dei costi e la sostenibilità ambientale. Lo studio perviene alle seguenti conclusioni: 1) il ricorso all'energia nucleare aumenterebbe la diversificazione del portafoglio energetico e dei partner energetici, accrescendo la sicurezza degli approvvigionamenti, ma non diminuirebbe la nostra dipendenza complessiva dall'estero; 2) non è certo che il ricorso all'energia nucleare possa consentire una riduzione dei costi di generazione, si conterrebbe invece la volatilità di tali costi con benefici in termini di diminuzione dell'incertezza; 3) gli impatti sull'ambiente sarebbero diversi a seconda dell'orizzonte temporale di riferimento; nel medio termine questa tecnologia fornirebbe un contributo importante per il contenimento delle emissioni di gas serra; gli effetti di lungo termine sono invece ambigui e sollevano rilevanti questioni di etica intergenerazionale.

Classificazione JEL: Q42, Q53, Q54.

Parole chiave: energia nucleare, sicurezza energetica, impatto ambientale delle politiche energetiche.

Indice

1. Introduzione.....	5
2. Nucleare e sistema elettrico negli ultimi decenni.....	6
3. Il piano di rilancio dell'energia nucleare in Italia.....	10
3.1 Il nucleare e i costi di produzione dell'energia elettrica.....	11
3.2 Il nucleare e la sicurezza energetica	14
3.3 Il nucleare, l'impatto sull'ambiente e le politiche climatiche	18
4. Conclusioni.....	30
Appendice A – Le tecnologie elettronucleari	34
Appendice B – Domanda e disponibilità di uranio.....	41
Appendice C – Decommissioning e gestione delle scorie.....	49
Appendice D – L'incidente di Fukushima Daiichi.....	59
Appendice E – I quesiti referendari del 1987 e del 2011	62
Bibliografia.....	67

* Servizio Studi di struttura economica e finanziaria. Divisione Struttura economica e mercato del lavoro.

** Sede di Palermo. Divisione di Analisi e Ricerca Economica Territoriale e Università degli studi di Palermo.

“Senza nucleare il paese è morto”,
U. Veronesi presidente dell’Agenzia per la sicurezza nucleare
“Nuclear power is the only green solution”,
J. Lovelock leader storico del movimento ecologista
“The accident you said will not occur has just occurred”,
M. Fukushima attivista antinucleare

1. Introduzione¹

Questo lavoro esamina costi e benefici del ricorso all’energia nucleare con particolare riferimento alla situazione italiana. Il nostro paese deve prepararsi a fronteggiare i problemi legati alla sicurezza degli approvvigionamenti energetici e al loro crescente costo che drena un ammontare crescente di risorse economiche: nel 2011 la bolletta energetica italiana potrebbe arrivare a 63 miliardi di euro, uno dei valori più elevati degli ultimi trent’anni.

A queste criticità si sono aggiunti i vincoli legati alla riduzione delle emissioni di gas serra con gli impegni presi prima con la ratifica del protocollo di Kyoto e poi con il recepimento degli obiettivi del pacchetto clima energia.

L’opzione nucleare può contribuire ad allentare i vincoli imposti dal simultaneo perseguimento di questi tre obiettivi di politica energetica (sicurezza, costi e sostenibilità ambientale)? Per rispondere a questa domanda è necessario valutare le ragioni alla base della proposta di riprendere la produzione di elettricità da fonte nucleare (elettronucleare). Ci concentriamo quindi sui “perché” di una ripresa della produzione elettronucleare presentando una rassegna informata dei possibili vantaggi e svantaggi alla luce di tre dimensioni: il costo, la sicurezza energetica e l’impatto ambientale.

Altre questioni di grande interesse, come le condizioni perché questa tecnologia possa svilupparsi nell’ambito di mercati energetici liberalizzati e sostanzialmente diversi dal quadro di mercati energetici gestiti da monopoli legali di qualche decennio fa, non saranno trattate, rimandando il lettore alle valutazioni di coloro che sostengono che questo sia un ostacolo (Yusuf, 2008; Clò, 2010) e di coloro che invece la ritengono un’opportunità (IEA, 1998). Parimenti, non si tratterà dei problemi di sicurezza legati alla proliferazione nucleare.

Il lavoro si articola nel modo seguente. Nel paragrafo 2, si presenta il contesto storico in cui si è sviluppata e fermata la produzione elettronucleare nel nostro paese dopo

¹ Ringraziamo Laura Conti e i partecipanti al Seminario di Analisi e Ricerca Economica Territoriale di dicembre 2010 per i loro suggerimenti. Il nostro ringraziamento va anche a Matteo Bugamelli, Giuseppe Ciaccio, Daniele Franco ed Enzo di Giulio per i loro commenti. Rimaniamo i soli responsabili di eventuali errori ed omissioni. Il lavoro riflette le opinioni degli autori senza impegno alcuno per la Banca d’Italia.

l'incidente di Chernobyl. Il paragrafo 3 parte dalle motivazioni alla base del piano di ritorno alla produzione elettronucleare, lanciato nel 2008 poi abbandonato un paio di mesi dopo l'incidente di Fukushima (marzo 2011), e analizza i pro e i contro di questa opzione valutandone l'impatto in termini di costi, sicurezza energetica e sostenibilità ambientale. Il paragrafo 4 riporta le principali conclusioni dell'analisi.

Poiché lo studio delle questioni energetiche spesso richiede dettagli sulle tecnologie e i loro costi che avrebbero eccessivamente appesantito il testo, molte di queste informazioni sono riportate nelle appendici. In particolare queste trattano delle tecnologie elettronucleari e la loro evoluzione (Appendice A); del mercato e della disponibilità di uranio (Appendice B); delle modalità e dei costi del *decommissioning* e della gestione delle scorie (Appendice C). Le ultime due appendici riportano una breve descrizione dell'incidente di Fukushima e il testo dei quesiti referendari del 1987 e del 2011.

2. Nucleare e sistema elettrico negli ultimi decenni

La produzione elettronucleare inizia in Italia agli inizi del 1960 con la realizzazione di tre centrali nucleari, facendo del nostro paese il terzo del mondo per capacità installata (dopo Regno Unito e Stati Uniti). Ciascuno dei tre impianti utilizzava tecnologie differenti: a Latina era stato realizzato un impianto gas-grafite gestito da ENI; a Trino Vercellese un impianto PWR controllato da una società partecipata da Edison; a Sessa Aurunca un impianto BWR realizzato da partecipate dell'IRI².

Nel 1970, l'ENEL, costituita qualche anno prima (nel 1962), comincia la costruzione di un quarto impianto a Caorso che avrebbe portato la capacità installata della tecnologia elettronucleare a 2,4 GWe e con l'ambizione di ampliare tale capacità a 12 GWe entro il 1980. Il piano energetico del 1975 andava oltre questo già ambizioso obiettivo prevedendo 20 GWe di capacità elettronucleare installata entro il 1985 (Agnoli e Pireddu, 2008).

² Questa incapacità di stabilire uno standard tecnologico, che contrasta con l'attuale unanime convergenza sulla tecnologia EPR francese, sarebbe nata dalla lotta dei tre principali operatori dell'epoca per il controllo del mercato elettrico (Zorzoli, 2010).

Le centrali elettronucleari in Italia: 1963-1990

Localizzazione	Tecnologia*	Potenza installata (MWe)	Data di attivazione	Data di dismissione
Latina	GCR	153	maggio 1963	dicembre 1987
Sessa Aurunca	BWR	150	gennaio 1964	marzo 1982
Trino Vercellese	PWR	260	ottobre 1964	luglio 1990
Caorso	BWR	860	maggio 1978	luglio 1990
Montalto di Castro	BWR	982	mai entrata in produzione	

Fonte: World Nuclear Association. * Vedi Appendice A.

In realtà, nel 1986 l'Italia si trovava con una capacità elettronucleare limitata, 1,4 GWe meno del 4 per cento del totale, e con una produzione elettronucleare di 8,76 TWh (il 4,5 per cento alla produzione annua nazionale) (Figura 1). Nel momento in cui il Referendum del'8 novembre 1987³ conseguente all'incidente di Chernobyl metteva fine all'esperienza elettronucleare del nostro paese⁴, lo sviluppo di questa modalità di produzione dell'energia elettrica era quindi ancora molto lontana dagli ambiziosi obiettivi dichiarati in precedenza.

In seguito al risultato del Referendum venne interrotta la produzione elettronucleare delle tre centrali operative dell'epoca (Sessa Aurunca aveva cessato di operare già nel 1982⁵), oltre che ad una moratoria di cinque anni per la costruzione di nuovi impianti (Moncada Lo Giudice e Asdrubali 2010). La decisione di interrompere la produzione venne presa solo dal nostro paese; in altri si adottò o la moratoria sulla costruzione di nuovi impianti (per es. Spagna e Belgio) o la rinuncia alla costruzione di nuovi impianti sfruttando appieno la vita utile di quelli esistenti (come in Svezia e Germania).

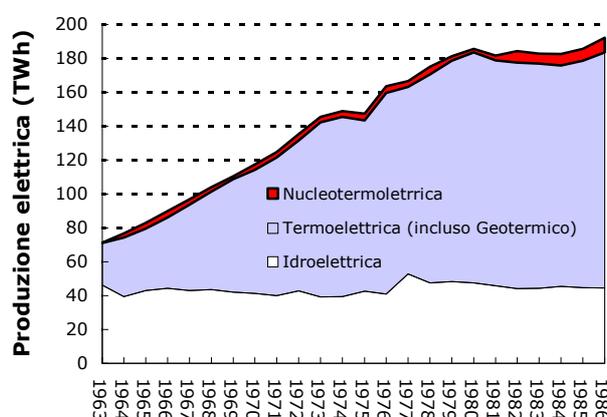
³ A tal proposito è importante evidenziare come i Referendum non imponevano nessun blocco dell'attività produttiva dell'energia elettronucleare ma "riguardavano semplicemente l'abrogazione di norme che consentivano una corsia preferenziale per la realizzazione di nuove centrali nucleari e non chiedevano certo se si voleva che fossero chiuse quelle esistenti" (Moncada Lo Giudice e Asdrubali, 2010). Il testo dei quesiti referendari è riportato in appendice.

⁴ La decisione del nostro paese confermerà la tendenza di altri paesi: la Svezia aveva deciso di abbandonare questa tecnologia entro il 2010 già nel 1980 (un anno dopo l'incidente di Three-mile Island); la Spagna aveva sospeso l'installazione di nuova capacità nucleare già nel 1983, seguita poi nel 2000 dalla Germania e nel 2003 dal Belgio.

⁵ Il reattore della centrale fu fermato nel 1978 per un guasto e nel 1981 l'ENEL decise di non riavviare la produzione per l'elevato costo dell'intervento in considerazione della ridotta vita residua dell'impianto.

Fig.1

Produzione di energia elettrica in Italia fino al 1986

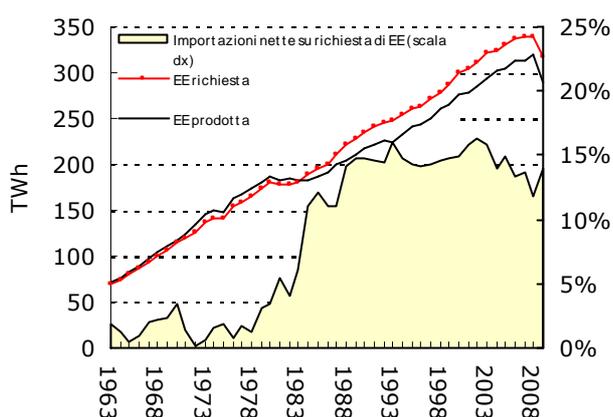


Fonte: Elaborazioni su dati TERNA.

Questa decisione fece venire meno capacità di generazione elettrica proprio in un momento di rapida crescita della domanda. Infatti, dopo un lungo periodo di strutturale eccesso di offerta, dal 1984 la situazione si era ribaltata con un deficit di produzione nazionale passato da 7,4 TWh a 22 TWh dieci anni dopo (Figura 2). Questo si è riflesso in una crescente dipendenza dall'energia elettrica importata dall'estero: la quota di richiesta soddisfatta da energia elettrica importata è passata dall'1,6 per cento degli anni '70-80, al 9 per cento degli anni '80 per poi attestarsi intorno al 15 per cento negli anni successivi.

Fig.2

Produzione, domanda e importazioni di energia elettrica in Italia



Fonte: Elaborazioni su dati TERNA.

Inoltre, date le caratteristiche dei costi della produzione elettronucleare, dove la parte di costi di impianto - come si vedrà oltre - domina i costi legati al combustibile, tale

abbandono è risultato estremamente costoso per il paese. Abbiamo sostenuto molti costi prima, per la costruzione, e dopo, per la dismissione degli impianti e del combustibile esaurito, senza trarne vantaggio in termini di produzione di energia elettrica. Secondo recenti valutazioni questa scelta sarebbe costata al paese tra i 28 e i 44 miliardi di euro⁶. Dieci miliardi come costi diretti per la chiusura anticipata delle centrali (finanziata dagli utenti elettrici con un onere aggiuntivo in bolletta, la c.d. “tariffa A2”, che si prolungherà fino al 2014), a cui si aggiungono i costi addizionali per le maggiori importazioni di energia (tra i 20 e i 30 miliardi considerando la vita utile degli impianti nucleari - Clò, 2010). Questa stima non considera i costi aggiuntivi necessari per l’acquisto dei permessi di emissione per coprire il probabile deficit tra obiettivi di riduzione assunti con la ratifica al protocollo di Kyoto ed emissioni di gas serra verificate nel periodo 2008-2012⁷.

L’abbandono del nucleare è stato accompagnato da un processo di intensa “metanizzazione” della produzione termoelettrica⁸. La realizzazione di nuove centrali a ciclo combinato è andata ad accrescere progressivamente la capacità di generazione sostenuta dal processo di liberalizzazione del mercato elettrico e dallo snellimento procedurale rapidamente approvato anche in seguito al blackout del 2003⁹.

La scelta è caduta su questo tipo di impianti per una serie di motivi tra cui la loro rapidità di realizzazione, i bassi costi di investimento, il costo limitato della materia prima nel corso del decennio del 1990 e gli incentivi legislativi legati alla loro maggiore efficienza energetica (Zorzoli, 2010).

La produzione elettrica con gas naturale nel 2008 aveva raggiunto il 54,4 per cento della generazione totale contro il 22 nella media dell’OCSE (4 per cento in Francia, 14 in Germania e 46 nel Regno Unito, che può contare su un’importante produzione nazionale).

La metanizzazione dell’industria termoelettrica ha ridotto la già bassa diversificazione del bilancio energetico del nostro paese caratterizzato per il 70 per cento da petrolio (per il trasporto) e gas naturale (per la produzione di energia elettrica e per il

⁶ “Lo stop all’atomo costa 44 miliardi”, Il Sole 24 Ore, 15 novembre 2010, www.ilsole24ore.com/art/economia/2010-11-15/stop-atomo-costa-miliardi-230445.shtml.

⁷ Mantenendo la produzione elettronucleare si sarebbero evitate emissioni per circa 3,6 Mt annue di CO₂-eq (come evidenziato nel paragrafo 3.3).

⁸ Secondo alcuni osservatori l’ascesa del metano potrebbe essere stata tra le cause dell’abbandono del nucleare e non il suo effetto. *Il gas uccise l’atomo*, pubblicato sul “Corriere della Sera” del 7 aprile del 1993. archivistorico.corriere.it/1993/aprile/07/gas_uccise_atomo_co_0_9304074230.shtml

⁹ Tra i provvedimenti che hanno contribuito a rendere più rapida la realizzazione di nuove centrali vi sono la c.d. legge “sblocca centrali” (legge 9 aprile 2002, n. 55) e la “legge Marzano” (legge 23 agosto 2004, n. 239).

riscaldamento). Nel 1980 il gas rappresentava il 15 per cento della domanda di energia primaria, passando al 23 per cento nel 1990 e al 38,1 nel 2009 (AEEG 2010b). Questa prevalenza di una sola fonte energetica nella trasformazione elettrica è ulteriormente aggravata dal fatto che oltre i due terzi del gas consumato in Italia proviene da due sole aree, Russia e Africa (Algeria e Libia) ed è trasportato prevalentemente mediante gasdotti, quindi senza margini di flessibilità nella consegna della materia prima¹⁰. Le interruzioni nelle erogazioni del gas importato conseguente alla crisi tra Russia e Ucraina del 2006 e del 2009 e quella conseguente al conflitto libico nel 2011 hanno messo in evidenza la fragilità di questo sistema¹¹.

3. Il piano di rilancio dell'energia nucleare in Italia

Nel 2008, è stato proposto un piano di rilancio dell'energia nucleare, con l'intenzione di raggiungere, nel lungo termine, un mix di produzione elettrica composto per il 50 per cento da fonti di origine fossili, per un quarto da energie rinnovabili e per il restante quarto da energia elettronucleare (pari a una capacità installata di circa 13 GWe e a una produzione annua di circa 100 TWh)¹². Il ministro dello Sviluppo Economico dichiarava, a pochi giorni dall'insediamento del governo, che *“Solo gli impianti nucleari consentono di produrre energia su larga scala, in modo sicuro, a costi competitivi e nel rispetto dell'ambiente”*¹³. Quindi la scelta di produrre un quarto dell'energia elettrica attraverso la tecnologia elettronucleare si pone tre obiettivi: la riduzione del livello e della variabilità dei costi per gli utenti (cfr. il paragrafo 3.1 “Il nucleare e i costi di produzione dell'energia elettrica”); la diminuzione della dipendenza energetica dall'estero (cfr. paragrafo 3.2 “Il nucleare e la sicurezza energetica”); il raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra legati agli impegni presi con la ratifica del protocollo di Kyoto prima e con il recepimento del pacchetto clima energia poi (cfr. paragrafo 3.3 “Il nucleare, l'impatto sull'ambiente e le politiche climatiche”).

¹⁰ In Italia sono al momento attivi solo due terminali di rigassificazione: Panigaglia e Rovigo con una capacità complessiva di circa 10 Gm³/anno, pari a meno di un ottavo della domanda complessiva.

¹¹ Ad esempio la limitazione accidentale della portata del gasdotto Transigas, legata a una frana sul confine italo-svizzero alla fine di luglio 2010, ha messo a rischio la capacità del sistema di soddisfare i picchi della domanda invernale. “Indagine Conoscitiva Sulla Strategia Energetica Nazionale”, audizione al Senato del presidente dell'AEEG 20 ottobre 2010.

¹² Secondo valutazioni della Fondazione Energia, tra il 2010 e il 2030 la domanda di energia elettrica aumenterebbe dell'1,3 per cento all'anno, superando nel 2030 i 450 TWh.

¹³ Discorso del Ministro Scajola all'assemblea di Confindustria del 22 maggio 2008.

3.1. Il nucleare e i costi di produzione dell'energia elettrica

Come gli impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili anche gli impianti nucleari sono caratterizzati da elevati costi di impianto che vanno sostenuti nell'immediato, mentre i ricavi vengono realizzati nel corso della vita dell'impianto. Ma a differenza degli impianti da fonti rinnovabili, quelli nucleari presentano tempi di realizzazione e una durata degli impianti decisamente superiore¹⁴.

Quando si confrontano i costi delle diverse alternative per la conversione delle fonti energetiche in energia elettrica i fattori di cui tener conto sono: i costi del combustibile, i costi di impianto e i tempi di realizzazione, e il fattore di carico e di disponibilità¹⁵. Infatti, questi incidono in particolare per quegli impianti che presentano costi di realizzazione elevata poiché i flussi di cassa in entrata sono differiti nel tempo mentre i costi di realizzazione incidono subito. Una misura sintetica di questi elementi è il costo unitario di generazione normalizzato (*levelised cost of electricity* - LCOE). Il LCOE è il prezzo, in termini correnti, per unità di energia prodotta che considera la copertura dei costi di investimento e di esercizio nell'arco della vita economica dell'impianto in base ad ipotesi circa la remunerazione del capitale investito¹⁶.

La Figura 3 mostra come la struttura dei costi della produzione elettronucleare si confronti con quelle più tradizionali ottenute dalla combustione di fonti fossili (carbone e gas naturale). Per queste ultime, in base alle stime più recenti della IEA, il costo della materia prima energetica incide per oltre due terzi del LCOE nel caso del gas, per un quarto nel caso del carbone, mentre per l'elettronucleare sarebbe inferiore a un sesto¹⁷.

¹⁴ Gli impianti nucleari di terza generazione avrebbero una vita utile di circa 60 anni, contro i 25 anni medi di un impianto eolico o fotovoltaico.

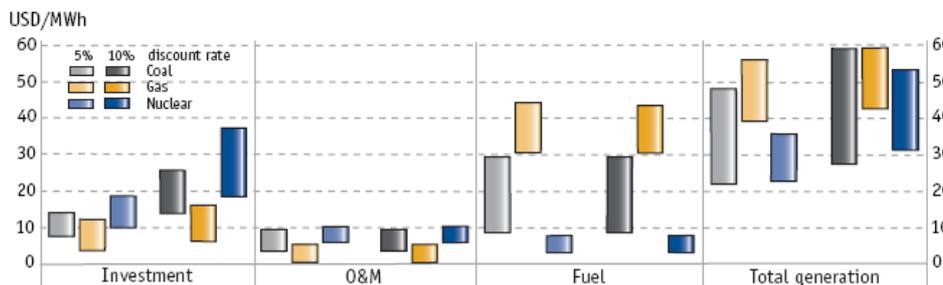
¹⁵ Il fattore di carico è il rapporto tra energia prodotta ed energia producibile se l'impianto funzionasse alla massima capacità. Il fattore di disponibilità indica le ore in cui l'impianto è effettivamente in grado di produrre (ad esempio esclusi i fermi legati alla manutenzione) in rapporto alle ore di massima produzione nel corso dell'anno (8.760).

¹⁶ Il LCOE, azzerava la somma di tutti i flussi di cassa attualizzati rispetto ad un periodo temporale di riferimento pari alla vita economica dell'impianto.

¹⁷ I calcoli si basano sui valori presentati nella tavola 6.1 di IEA (2010b).

Fig.3

Figure 3.10 – Range of levelised costs for coal, gas and nuclear power plants (USD/MWh)



Fonte: IEA (2005a), *Projected Costs of Generating Electricity*.

L'incidenza dei costi di investimento è invece decisamente più elevata per gli impianti nucleari che presentano, sempre secondo le valutazioni della IEA, una vita operativa (60 anni per gli impianti di terza generazione) all'incirca doppia di quelli termoelettrici e tempi di costruzione più lunghi. Per come queste voci vanno a incidere sul LCOE è determinante l'ipotesi circa il fattore di sconto. La Figura 4 ci mostra come facendo ricorso ad un tasso di sconto del 5 per cento la produzione elettronucleare in Europa presenti il LCOE più conveniente, mentre con un tasso del 10 per cento risulti meno conveniente sia del carbone sia del gas¹⁸.

Fig.4

Figure ES.1: Regional ranges of LCOE for nuclear, coal, gas and onshore wind power plants (at 5% discount rate)

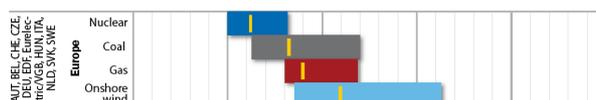
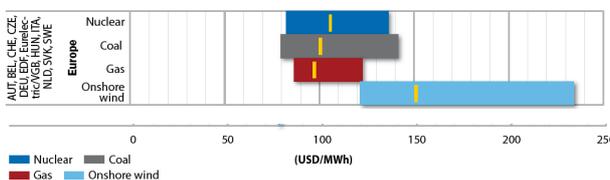


Figure ES.2: Regional ranges of LCOE for nuclear, coal, gas and onshore wind power plants (at 10% discount rate)



Fonte: IEA (2010b), *Projected Costs of Generating Electricity*.

Un ulteriore elemento che influisce sulla valutazione dei costi riguarda il progressivo aumento dei costi di investimento (Figura 5). Questi sono da mettere in

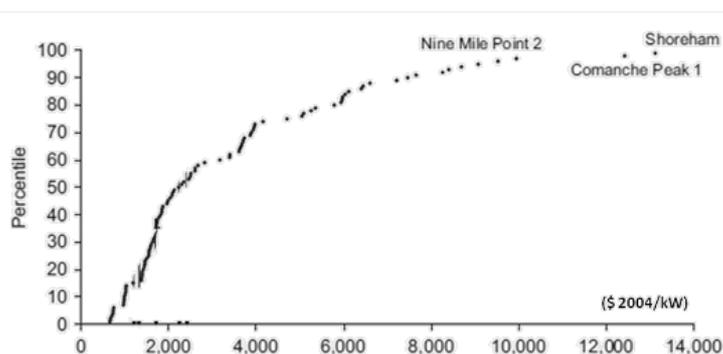
¹⁸ Un valore del 10 per cento è preso in considerazione come costo medio del capitale (WACC) nell'Energy White Paper del Regno Unito (HM Gov., 2007).

relazione con la maggiore sicurezza degli impianti di terza generazione (Appendice A) che si riflette anche in una loro maggior complessità di realizzazione e quindi di costo¹⁹. Anche l'aggiornamento di un famoso studio del MIT sui costi dell'energia nucleare sottolinea questo aspetto: dal 2003, anno della prima valutazione, i costi di costruzione degli impianti di grossa taglia sono cresciuti del 15 per cento l'anno (MIT, 2009). Lo stesso vale per i tempi di costruzione degli impianti. Secondo una valutazione di Gallanti (2006), un ritardo di ciascun anno porta ad una crescita oltre mezzo punto percentuale di LCOE.

Tutti questi elementi pongono alcuni dubbi sul fatto che i costi di produzione dell'elettronucleare saranno inferiori a quelli della tradizionale produzione termoelettrica²⁰. I primi dipendono maggiormente da ciò che avviene in fase di costruzione degli impianti, mentre per i secondi rileva maggiormente l'andamento delle quotazioni del combustibile.

Fig. 5

Costi di investimento dei reattori nucleari USA tra il 1970 e il 2000



Fonte: De Paoli (2010), "L'Italia e la convenienza del nucleare", AGI Energia.

Questa differenza potrebbe risultare un vantaggio dell'elettronucleare in termini di stabilità dei prezzi (De Paoli, 2010). Non è infatti un caso se i reattori di recente costruzione vengano realizzati da consorzi che comprendono anche produttori energivori

¹⁹ Significative revisioni dei costi si accompagnano alla realizzazione dei reattori EPR (vedi Appendice A). La centrale di Olkiluoto in Finlandia ha subito ritardi significativi (al momento almeno 2 anni) nella realizzazione del terzo reattore (un EPR) con un aumento dei costi che potrebbe superare il 50 per cento di quanto preventivato (da 3 a 4,5 miliardi di euro). Nell'estate del 2011, l'EDF ha comunicato che il costo attualizzato del progetto per la costruzione della centrale di Flamanville (un EPR) ha raggiunto i 6 miliardi di euro, quasi il doppio rispetto ai 3,3 miliardi previsti in origine. "Olkiluoto pipe welding 'deficient', says regulator", World Nuclear News, 16 ottobre 2009. "Edf, Flamanville non prima del 2016", Staffetta Quotidiana, 21 luglio 2011.

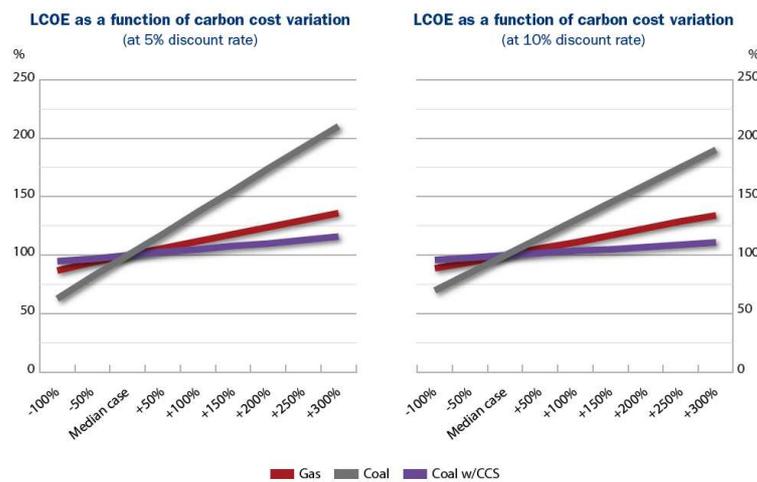
²⁰ Poiché in nessuna parte del mondo è stata ancora trovata una soluzione definitiva per lo stoccaggio geologico delle scorie ad alta attività (vedi § 3.3), nulla si può dire su quanto queste attività andranno ad influenzare i costi di generazione.

interessati a stabilire i costi energetici futuri. In questo senso il nucleare potrebbe avere un ruolo importante fornendo una sorta di *hedging* per i partecipanti al consorzio rispetto alla prospettiva di costi energetici crescenti come quelli che si sono verificati nel corso dell'ultimo decennio accompagnati da un aumento della loro volatilità.

Un'ulteriore componente che influisce sulla convenienza della produzione elettronucleare, così come quella della produzione da fonti rinnovabili, è la quotazione delle emissioni di gas sul mercato EU ETS. In presenza di quotazioni crescenti i costi affrontati dal termoelettrico tradizionale crescerebbero aumentando la competitività della produzione elettronucleare. Questo vale in particolare per la produzione con carbone che risulta direttamente in concorrenza con il nucleare nel fornire al sistema elettrico una capacità di generazione uniforme (*baseload*) e che risulterebbe più penalizzato da una crescita dei corsi dei permessi di emissione avendo tra gli idrocarburi il fattore di emissione più elevato (Figura 6).

Fig. 6

Sensibilità del LCOE alle quotazioni dei permessi di emissione



Fonte: IEA (2010b), *Projected Costs of Generating Electricity*.

3.2. Il nucleare e la sicurezza energetica

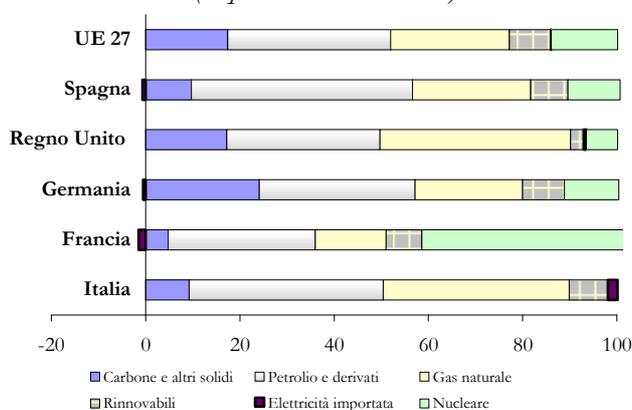
L'Italia presenta storicamente una forte dipendenza energetica. Analizzando la composizione delle fonti di energia primaria nel 2009 (Figura 7) si evince il ruolo dominante del petrolio e del gas naturale con una percentuale pari all'80 per cento, 20 punti percentuali più della media UE.

L'Italia è seconda per dipendenza dal petrolio (41 per cento contro una media EU-27 del 35 per cento) e per consumo di gas naturale (consuma di più solo il Regno Unito che

ha un'importante produzione domestica). Il grado di dipendenza dall'estero complessivo dell'Italia può essere valutato utilizzando la quota di consumi di energia primaria²¹ soddisfatta dalle importazioni (al netto delle esportazioni, nel caso dell'Italia in particolare prodotti petroliferi lavorati nelle raffinerie), tale valore si aggira intorno all'88 per cento, tra i più elevati dell'area OCSE, superiore di oltre 40 punti percentuali rispetto alla media europea (Tavola 3a); tale tendenza si è leggermente attenuata negli ultimi anni a causa dell'aumento della dipendenza energetica dei paesi europei (cresciuta di 10 punti percentuali nel corso del primo decennio del 2000).

Fig. 7

Energia primaria per fonte e per paese nel 2008
(in percentuale del totale)



Fonte: elaborazioni su dati IEA, Energy Balances of OECD Countries (2010).

Tav. 2

Consumi energetici primari per fonte nel 2008
(in percentuale del totale)

	Carbone e altri solidi	Petrolio e derivati	Gas naturale	Rinnovabili	Elettricità importata	Nucleare
Italia	9,2	41,2	39,5	8,2	2,0	0,0
Francia	4,8	31,2	15,0	7,6	-1,5	43,0
Germania	24,1	33,1	22,8	8,9	-0,5	11,5
Regno Unito	17,2	32,5	40,5	2,8	0,5	6,6
Spagna	9,7	46,9	25,1	7,9	-0,7	11,1
UE 27	17,4	34,6	25,2	8,8	0,1	14,0

Fonte: IEA, Energy Balances of OECD Countries (2010d) – la somma può non corrispondere a 100 per via degli arrotondamenti.

²¹ I consumi di energia primaria indicano la quantità di energia complessivamente necessaria al paese in un anno: quella prodotta al suo interno più quella importata al netto delle esportazioni e delle variazioni delle scorte. Tale misura è al lordo delle perdite legate ai processi di trasformazione energetica (come la raffinazione o la generazione di energia elettrica).

Per quello che riguarda l'energia elettrica, l'Italia è stata spesso costretta a ricorrere all'estero per soddisfare le richieste sulla rete (Figura 2). Come abbiamo visto questa dipendenza “esplode” in concomitanza con la chiusura degli impianti termonucleari, per poi arrivare ai picchi del periodo 2001-2003.

Tav. 3a

Grado di dipendenza energetica dall'estero

(in percentuale del totale dei consumi energetici primari)

	Italia	Francia	Germania	Spagna	Regno Unito	Europa*
2000	88,9	52,6	61,0	82,1	-18,1	37,8
2007	88,3	51,6	60,6	86,0	21,3	46,3
2008	88,4	52,3	62,9	88,6	27,7	47,9

Fonte: IEA, Energy Balances of OECD Countries (2010). * Paesi europei che aderiscono all'OCSE.

In questo senso, nelle intenzioni del Governo, il contributo dell'energia nucleare dovrebbe, insieme allo sviluppo delle energie rinnovabili e all'efficienza energetica, favorire la riduzione del grado di dipendenza energetica diversificando il portafoglio tecnologico con cui generiamo energia elettrica, nonché i paesi fornitori (riducendo l'eventualità di improvvisi shock all'offerta di input energetici come nel caso delle interruzioni delle forniture di gas russo legate alle dispute fra Federazione Russa e Ucraina).

Naturalmente, la possibilità di usufruire di centrali termonucleari è strettamente connessa con la disponibilità di uranio e la sua distribuzione geografica. A questo proposito, rimandando all'Appendice B per una trattazione più esauriente, giova evidenziare come la produzione sia meno concentrata e in aree diverse da quelle mediorientali (che caratterizzano invece quella dei combustibili fossili tradizionali). Al contrario, i produttori principali a livello mondiale sono in paesi occidentali (Canada e Australia) anche se nuovi paesi si sono affacciati aggressivamente sulla scena (è il caso del Kazakhstan). Inoltre l'Australia ha le maggiori riserve mondiali a costi fra 40 e 80 dollari per kg di uranio (Figura B1). Nel 2010, il 96 per cento della produzione totale si concentrava (in ordine decrescente – cfr. Tavola B1) in 8 paesi: Kazakhstan, Canada, Australia, Namibia, Niger, Russia, Uzbekistan e Stati Uniti.

Le riserve di combustibile, distinte fra primarie (derivanti da un processo estrattivo) e secondarie (riprocessamento combustibile, trattamento arsenali nucleari, combustibile a ossidi misti – MOX, trattamento delle code esaurite) per costi di estrazione inferiori ai 130

dollari per kg di uranio²² ammontano a circa 5,4 milioni di tonnellate²³, che dovrebbero consentire di proseguire la produzione di energia, considerando il fabbisogno del 2008, per i prossimi 100 anni (IAEA/NEA, 2010).

Nel considerare come il nucleare influenza la dipendenza energetica è necessario un caveat importante sull'interpretazione delle statistiche riportate nella tavola 3a. Il grado di dipendenza energetica, ottenuto come importazioni nette sul totale dei consumi energetici primari, in realtà sottostima la reale dipendenza energetica di un paese nel caso del nucleare, poiché non si tiene conto del fatto che gran parte dell'uranio utilizzato viene importato. Ad esempio, l'indice di dipendenza della Francia che indica il 52 per cento del suo fabbisogno energetico è soddisfatto da fonti estere. Se però si tiene conto che l'uranio utilizzato è in gran parte importato - la Francia ha chiuso le sue miniere di uranio nel 1990 e il contributo del MOX non dovrebbe superare il 20 per cento (IEA, 2010d) - e si corregge per il fatto che le esportazioni legate alla sovrapproduzione di elettricità di fatto non influenzano il livello di dipendenza energetica (Schneider, 2008), il grado di dipendenza cambia significativamente: considerando le stime di alcuni autori si può valutare che tale indicatore per la Francia, si attesterebbe intorno al 65 per cento (Tavola 3b). La questione è controversa e sarebbe necessario un chiarimento presso gli organismi (nazionali e internazionali) che si occupano di stilare i bilanci energetici²⁴.

²² Il prezzo medio ad ottobre 2010 per un kg di uranio è pari a 52\$ (Fonte: www.uxc.com, ultimo controllo 18 novembre 2010).

²³ Il dato sulle riserve "non scoperte" riporta invece una stima di 2,9 milioni di tonnellate nella categoria "Speculative" e 7,5 milioni nelle "Pronosticated".

²⁴ La IEA ha coscienza del problema. Nel suo manuale sulle statistiche sull'energia si legge infatti che "The principle of using the steam from nuclear reactors as the primary energy form for the energy statistics has an important effect on any indicators of energy supply dependence. Under the present convention, the primary nuclear heat appears as an indigenous resource. However, the majority of countries which use nuclear power import their nuclear fuel and if this fact could be taken into account, it would lead to an increase in the supply dependence on other countries." (IEA, 2005b, p. 138).

Grado di dipendenza energetica dall'estero della Francia aggiustato
(milioni di tonnellate di petrolio equivalente e valori percentuali)

		2007
(a)	Importazioni di uranio	28,7
(b)	Importazioni (senza uranio)	169,8
(c)=(a)+(b)	Importazioni aggiustate	198,5
(d)	Esportazioni (con elettricità)	33,6
(e)	Esportazioni (senza elettricità)	27,8
(f)=(b)-(d)	Importazioni nette originali	136,2
(g)=(c)-(e)	Importazioni nette aggiustate	170,7
(h)	Consumi energetici primari	263,9
(f)/(h)	Grado dipendenza originale	52%
(g)/(h)	Grado dipendenza aggiustato	65%

Fonte: Calcolo degli autori su dati IEA (2010e) e sui dati della tavola 2 di Schneider (2008), p. 27.

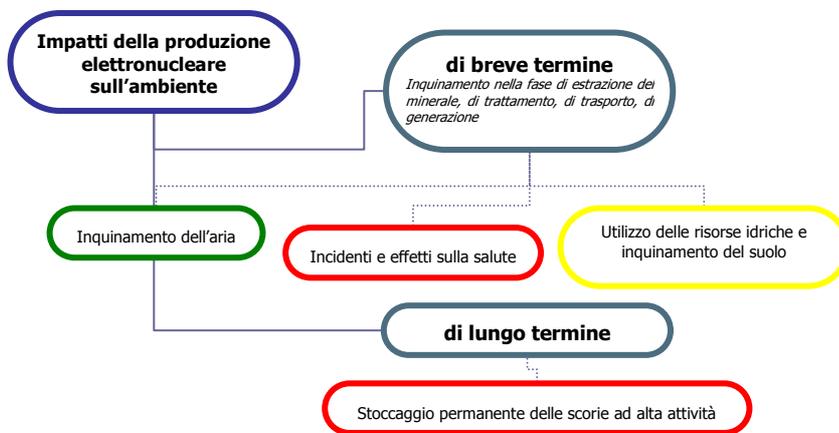
3.3. Il nucleare, l'impatto sull'ambiente e le politiche climatiche

La produzione elettronucleare, come tutti i sistemi di conversione energetica (EEA, 2008a), ha una serie di impatti ambientali nel breve e nel lungo termine. Alcuni riguardano l'utilizzo delle risorse naturali (come l'acqua) e altri riguardano l'inquinamento degli ecosistemi (presenza di radionuclidi nel suolo, inquinamento termico delle risorse idriche).

La diffusione di radiazioni ionizzanti (vedi Appendice C) nell'ambiente può provocare la perdita di specie viventi e causare danni permanenti con impatti anche di lungo periodo (ad esempio contaminando le falde acquifere o influenzando la catena alimentare) anche se è in corso di sviluppo un dibattito sulla capacità adattiva dell'uomo (la cd. "ormési"²⁵). La presenza di radiazioni nell'ambiente può essere legata alle normali attività legate alla filiera elettronucleare oppure a causa di eventi accidentali come accaduto nei due più importanti incidenti avvenuti nel corso del secolo scorso (Three-miles-Island e Chernobyl) e il primo del secolo presente, l'incidente di Fukushima Daiichi in Giappone.

²⁵ "The risks of radiation", Jan Willem Nienhuys su European Energy Review del 25 luglio 2011

Fig. 8



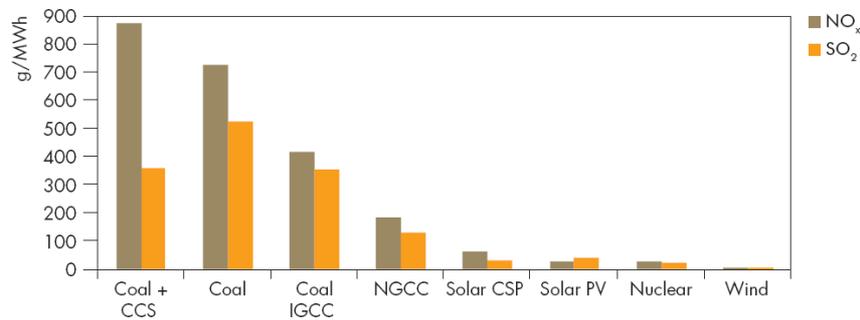
La Figura 8 schematizza i possibili effetti della produzione elettronucleare nell'ambiente circostante. Se comparati alla produzione termoelettrica tradizionale, gli effetti delle normali attività di produzione sulle emissioni nei corpi idrici e in atmosfera risultano contenuti. L'incidentalità risulta generalmente limitata ma esposta al verificarsi di "cigno nero", ossia al verificarsi di eventi che hanno una bassa probabilità ex-ante ma che possono avere un impatto rilevante sia in termini di numero di vittime potenziali sia di inquinamento ambientale. Rimane inoltre critica la stabile sistemazione delle scorie a maggiore attività: ad oggi in nessun paese è ancora stata trovata una soluzione adeguata al problema.

Utilizzo delle risorse idriche e inquinamento dell'aria e del suolo

Se confrontata con le tradizionali tecnologie termoelettriche, la generazione elettronucleare presenta importanti vantaggi in termini di emissioni in atmosfera. Sono sostanzialmente assenti una serie di emissioni di inquinanti quali gli ossidi di azoto, i particolati e gli ossidi di zolfo che invece caratterizzano la produzione termoelettrica con combustibili fossili (in particolare quella che utilizza il carbone - Figura 9).

Fig. 9

Emissioni di ossidi di azoto e di zolfo e produzione di energia elettrica

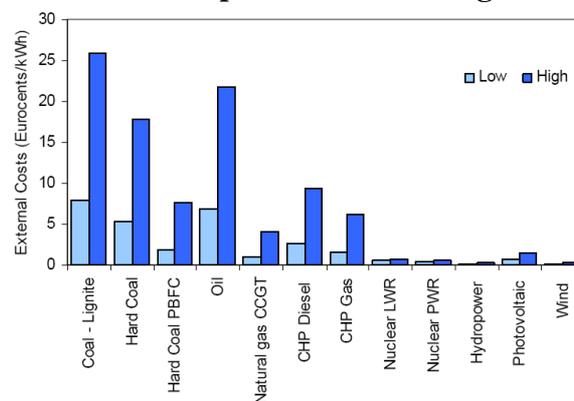


Fonte: IEA (2010c), “Energy Technology Perspectives”.

Questi vantaggi in termini di sostanziale assenza di inquinanti atmosferici si riflette anche dalla monetizzazione degli effetti negativi sulla salute di questi inquinanti²⁶. La produzione elettronucleare si caratterizza per quella con i più bassi costi esterni associati alla generazione di energia elettrica (Figura 10)²⁷.

Fig. 10

Costi esterni della produzione di energia elettrica



Fonte: EEA (2008b), “EN35 External costs of electricity production”.

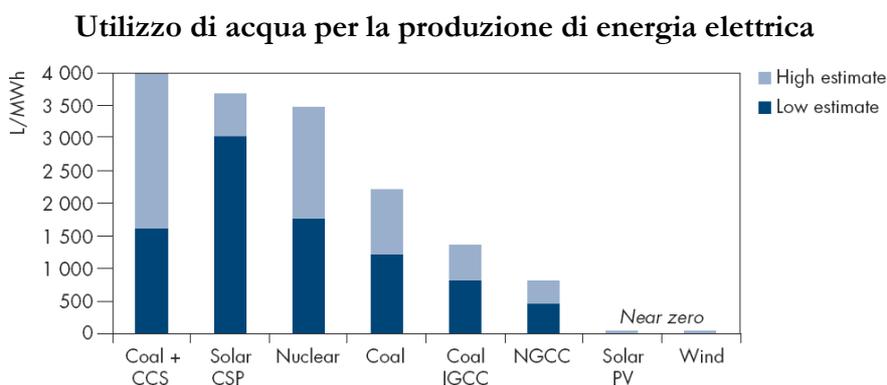
Per quello che riguarda l'utilizzo delle risorse idriche gli impianti possono avere due effetti: uno in termini di utilizzo della risorsa e l'altro di inquinamento termico. Il tasso di

²⁶ Secondo uno studio dell'OMS su 13 città italiane 8.000 morti sono causate ogni anno per le eccessive concentrazioni di particolato (PM10) e 500 per quelle di precursori dell'ozono troposferico (ossidi di azoto e composti organici volatili non metaniferi) (Martuzzi et al., 2006).

²⁷ Va comunque considerato che la stima dei costi esterni non include la sistemazione definitiva delle scorie e solo imperfettamente tiene conto del rischio di incidenti. “Nuclear external costs are in the range 0,5-0,7 Eurocent/kWh. However, these external costs factors have to be treated with caution. There are small amount of emissions of CO2 and air pollutants associated with nuclear power but there are difficulties in assessing the risk and damage from nuclear accidents” (EEA, 2008b).

utilizzo delle risorse idriche è rilevante e secondo solo a quello degli impianti a carbone con cattura e sequestro del biossido di carbonio (*carbon capture and storage* - CCS) e di quelli che utilizzano la tecnologia solare a concentrazione (Figura 11)²⁸. Per l'Italia, Rusconi (2010) stima in 0,86 m³/s il consumo di acqua medio per una centrale nucleare da 1 GWe e confronta questo valore con la portata media di alcuni fiumi italiani concludendo che nel nostro paese il problema del depauperamento idrico delle centrali nucleari è scarsamente rilevante.

Fig. 11



Fonte: IEA (2010c), "Energy Technology Perspectives".

L'inquinamento termico provocato dalla relativa inefficienza del processo di conversione energetica può indurre un aumento delle temperature dei corpi idrici che ricevono le acque di raffreddamento tale da poter compromettere gli ecosistemi ad esempio innescando processi di eutrofizzazione. Questo tipo di inquinamento può però essere limitato con sistemi di raffreddamento a ciclo chiuso (IEA, 1998).

²⁸ Un impianto di 1 GWe che opera a piena capacità richiede circa due milioni di litri d'acqua all'ora.

Incidenti

Sulla base dell'archivio ENSAD²⁹ nel corso dell'ultimo decennio la produzione elettronucleare è quella che presenta meno rischi per la salute se confrontata con altre tecnologie³⁰. La Figura 12 mostra il numero di vittime per GWe installato. Considerando la UE15 si nota come gli idrocarburi tradizionali siano quelli con i valori più alti mentre la produzione idroelettrica e quella elettronucleare non hanno fatto registrare nessuna vittima.

Nella seconda parte della Figura 12 si valuta la distribuzione di frequenza considerando anche le vittime latenti, ossia quelle il cui decesso non avviene immediatamente dopo il verificarsi dell'evento catastrofico ma a distanza di tempo. Il grafico riporta la stima degli effetti sul numero di vittime di uno dei più gravi incidenti della storia della produzione elettronucleare, quello accaduto nel 1986 a Chernobyl, le cui vittime accertate per l'esposizione diretta alle radiazioni sarebbero meno di 70 (tra il 1986 e il 2004) e che potrebbe causare circa 4.000 vittime latenti a causa dell'aumento di qualche punto percentuale della mortalità per cancro delle popolazioni esposte alle radiazioni ionizzanti (The Chernobyl Forum, 2006; Simmons, 2011)³¹.

Per quello che riguarda l'incidentalità, l'utilizzo della tecnologia elettronucleare è legato alla possibilità che si realizzino eventi caratterizzati da bassa probabilità ma con effetti rilevanti in termini di numero di vittime potenziali e di inquinamento ambientale. Chernobyl, così come gli effetti - ancora incerti - di Fukushima Daiichi, sono eventi rari ma con conseguenze potenzialmente catastrofiche (quelli popolarmente definiti come “cigni neri”³²). In realtà lo stesso può dirsi per l'incidente della piattaforma petrolifera *Deepwater*

²⁹ L'*Energy Related Severe Accident Database* è un archivio del centro di ricerca svizzero Paul Scherrer (PSI) per le scienze naturali e ingegneristiche che dal 1998 censisce gli incidenti “gravi” del settore energetico. Viene definito grave, e quindi censito, ogni incidente che presenti una o più delle seguenti occorrenze: più di 5 vittime; più di 100 feriti; evacuazione di più di 200 persone; limiti al consumo di cibo nell'area colpita; sversamento di oltre 10 mila tonnellate di idrocarburi; obbligo di bonifica di oltre 25 km² di territorio; danni economici superiori ai 5 milioni di dollari USA (valori del 2000). PSI (2010), “ENSAD Overview”, http://gabe.web.psi.ch/research/ra/pdfs/ENSAD_Overview.pdf.

³⁰ Al netto, ovviamente, dell'episodio di Fukushima le cui vittime dirette sono risultate in 4 (a fronte di oltre 25.000 morti del terremoto dell'11 marzo) mentre è indisponibile una stima delle vittime latenti (World Nuclear News, “Deaths confirmed at Fukushima Daiichi”, 3 aprile 2011

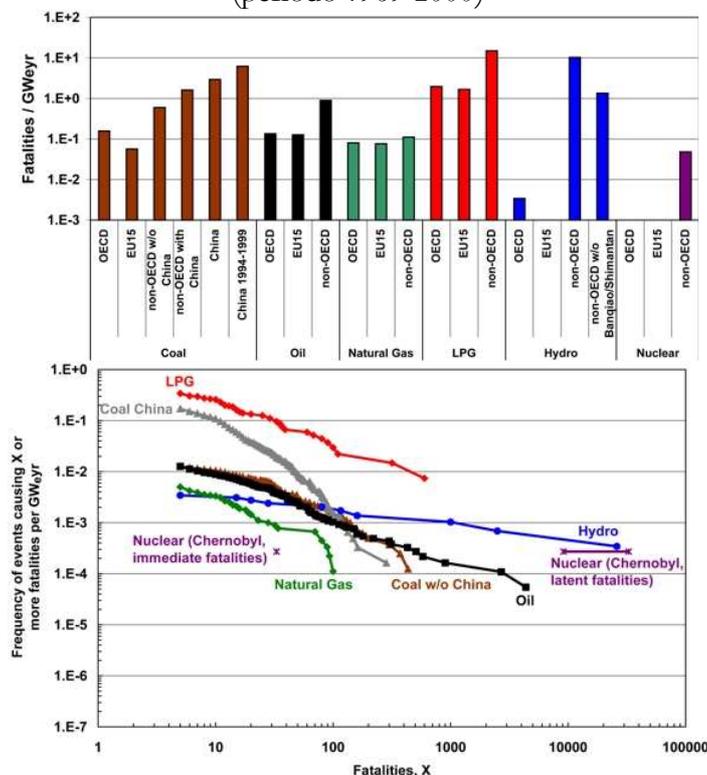
³¹ Dal 1989 la IAEA ha predisposto una scala per la classificazione degli incidenti nucleari legati al trasporto, il deposito e l'impiego di materiale radioattivo. La scala INES (*International Nuclear and Radiological Event Scale*) comprende 7 livelli (più un livello 0 al di sotto della scala) ed è divisa in due parti: gli incidenti – *accidents* (dal 7° al 4° livello) - e i guasti – *incidents* (dal 3° al 1°) (IAEA, 2009b). La scala è logaritmica ed il passaggio da un livello all'altro segnala un aumento di danni di circa dieci volte. L'incidente di Chernobyl, e recentemente quello di Fukushima, sono stati classificati come incidenti di livello 7.

³² Secondo Nassim Taleb un “cigno nero” consiste in un evento che presenta tre caratteristiche: l'evento o non ha una probabilità definita (non esiste una distribuzione di probabilità, la partizione degli eventi è

*Horizon*³³ e il medesimo binomio “incertezza/danno catastrofico” si ripresenta anche per gli effetti legati ai cambiamenti climatici.

Fig. 12

Vittime immediate e latenti di incidenti per fonte energetica
(periodo 1969-2000)



Fonte: PSI (2010), ENSAD database (http://gabe.web.psi.ch/research/ra/ra_res.html).

A questo tipo di incertezze fanno riscontro usualmente due approcci. Gli “ottimisti tecnologici” sostengono che lo sviluppo tecnologico consente di superare molti di tali rischi. I “cauti-pessimisti” invocano invece il principio di precauzione: davanti all’incertezza sul possibile verificarsi di eventi catastrofici e in presenza di irreversibilità del danno alcune tecnologie andrebbero abbandonate. Qualunque sia l’approccio che i *policy-makers* intendono adottare, le decisioni andrebbero prese considerando il binomio “incertezza/evento catastrofico” comparando tutte le fonti energetiche e intervenendo in via preventiva per evitare che si creino le condizioni per il realizzarsi degli scenari più

incompleta) o ha una distribuzione di probabilità con massa molto bassa sugli eventi estremi (le code da cui deriva il termine “tail risk”); produce un forte impatto; dopo il suo avvento tentiamo di dargli una spiegazione che lo faccia apparire più prevedibile di quanto fosse in realtà (Taleb, 2007).

³³ Utilizzando le stime effettuate per il disastro della Exxon-Valdez è possibile valutare che il danno ambientale associato ammonta a circa 70 miliardi di dollari (oltre lo 0,5 per cento del PIL statunitense nel 2009) (Faiella, 2010).

negativi. Una valutazione degli effetti del recente incidente di Fukushima può aiutare a comprendere meglio l'esistenza di pro e contro in entrambi gli approcci.

L'impatto di Fukushima sull'industria nucleare e sui mercati energetici mondiali

L'11 marzo 2011, in seguito a un terremoto d'intensità pari al nono grado della scala Richter, un'onda anomala (cd. "tsunami") dell'altezza di 14 metri, ha investito la costa orientale del Giappone. Lo tsunami ha danneggiato i cavi elettrici di alimentazione e i gruppi elettrogeni di emergenza, rendendo impossibile il raffreddamento del nocciolo del reattore della centrale di Fukushima Daiichi (maggiori dettagli sono disponibili in appendice). La chiusura definitiva ("permanent shutdown") dei primi 4 reattori di Fukushima Daiichi decisa dalla TEPCO il 20 maggio ha determinato una riduzione del 6 per cento sul totale della capacità netta installata.

Se i danni si limitassero a questi impianti³⁴, non dovrebbero esserci problemi a sostituire la mancata produzione con quella di altre centrali nucleari oppure di impianti alimentati a gas o carbone³⁵. Un fermo complessivo delle centrali elettronucleari più obsolete (con oltre 30 anni)³⁶ potrebbe invece creare tensioni sui mercati di gas e carbone. In questo caso verrebbe meno oltre il 9 per cento della generazione elettrica totale. Se questa produzione dovesse essere generata con gas o carbone richiederebbe un incremento della domanda di gas del 22,5 per cento e di carbone del 34,9 rispetto ai valori del 2009.

Dopo l'incidente molti paesi hanno messo pesantemente in discussione la tecnologia elettronucleare³⁷ e, a livello europeo, si è deciso di procedere a una serie di controlli sulle centrali più obsolete. Nell'ipotesi che questi facessero riscontrare problemi di operatività in altre centrali e che il fermo fosse esteso a livello internazionale a tutte le centrali con oltre 30 anni, verrebbe a mancare il 4,4 per cento della produzione elettrica

³⁴ Gli impianti alimentati a gas naturale liquefatto, carbone e olio combustibile fermati in seguito al terremoto, e al 18 maggio non ancora operativi, hanno una capacità complessiva di 10 GWe.

³⁵ Questo nell'ipotesi che i danni causati dal sisma alle infrastrutture d'importazione (porti attrezzati per lo shipping del carbone e terminali per la rigassificazione del GNL) siano limitati.

³⁶ L'età mediana dei reattori è di 27 anni in Giappone e di 23 anni nel mondo. Nel testo si considerano obsolete le centrali con 30 o più anni perché questo valore, che corrisponde normalmente ai 3/4 della vita di una centrale, è spesso indicato come il periodo dopo il quale si richiede un'attenta revisione per verificare lo stato complessivo delle infrastrutture dell'impianto (www.world-nuclear.org/info/inf32.html).

³⁷ Dopo l'incidente la Germania ha deciso di abbandonare l'utilizzo di centrali nucleari sul proprio territorio. Nell'agosto del 2011, il presidente della Repubblica tedesca ha firmato la legge che prevede l'abbandono del nucleare in Germania entro il 2022.

mondiale e un terzo di quella elettronucleare. Se la produzione mancante fosse sostituita dalla combustione di carbone ciò comporterebbe un incremento della domanda di carbone dell'11,3 per cento o, in alternativa, del 6,5 per cento della domanda di gas con possibili tensioni sui mercati energetici. Dal punto di vista delle politiche climatiche, la sostituzione della produzione di queste centrali con centrali a carbone porterebbe a un aumento delle emissioni di gas serra di 880 milioni di tonnellate; se invece venissero utilizzate centrali termoelettriche alimentate a gas, le emissioni incrementalmente di gas serra ammonterebbero a 337 milioni di tonnellate. Ciò equivale ad una crescita rispettivamente del 18 e del 7 per cento delle emissioni di gas serra del settore elettrico nei paesi OCSE (Faiella, 2011).

Un altro effetto riguarda il possibile impatto sugli investimenti nella produzione di uranio (cfr. Appendice B), cresciuti a ritmi sostenuti nel 2008 e nel 2009 in virtù delle prospettive mondiali di ricorso all'uranio come risorsa *carbon-free* per produrre energia elettrica per la domanda di *baseload*.

Infine, l'impatto di Fukushima richiede un ripensamento della concezione stessa di rischio incorporata nei modelli di *Probability Safety Assessment* (PSA) usati per migliorare la sicurezza delle centrali; la difficoltà di valutare eventi estremi caratterizzati da una bassa probabilità e da un forte impatto è critica. Tale criticità è espressa con efficacia da un'antinuclearista giapponese che davanti al responsabile dell'agenzia sulla sicurezza nucleare giapponese ha affermato: l'«incidente che dicevate non sarebbe mai accaduto è appena accaduto»³⁸.

Effetti sulla salute della normale operatività

Prescindendo dagli incidenti, la normale operatività della centrale comporta l'emissione di piccole quantità di radiazioni nelle zone circostanti. In uno studio dell'istituto sanitario canadese si riscontra una chiara associazione tra la concentrazione di trizio nel suolo e la prossimità agli impianti elettronucleari senza però trovare un nesso tra la maggior concentrazione ed effetti negativi per la salute umana (Osborne, 2003). Al contrario recenti valutazioni della comunità scientifica, stimulate da uno studio del 2008 promosso dall'Istituto federale tedesco per la radioprotezione, ha riscontrato un generalizzato aumento dell'incidenza dei tumori e delle leucemie infantili tra le famiglie che vivono nelle

³⁸ «Two Voices are heard after years of futility», The New York Times, 19 agosto 2011.

vicinanze degli impianti elettronucleari (Fairlie, 2009)³⁹. Secondo questa recente letteratura il meccanismo causale tra esposizione e crescita dell'incidenza tumorale sarebbe da legare all'esposizione continuata dell'embrione prima e del feto poi ai radionuclidi presenti nei dintorni delle centrali. Questo tipo di associazione non è conclusiva ma dovrebbe essere supportata da ulteriori studi per valutare l'esposizione a radiazioni della popolazione che vive nelle vicinanze delle centrali termoelettriche (anche quelle alimentate a carbone)⁴⁰.

Stoccaggio permanente delle scorie ad alta attività

Lo smaltimento dei residui di produzione dell'energia elettronucleare nel lungo termine resta il problema ambientale per eccellenza dell'utilizzo di questa tecnologia. Questo è un problema in particolare per gli *High Level Waste* (HLW), rifiuti che continuano a generare significative quantità di calore per il processo di decadimento radioattivo e che contengono elevate quantità di radionuclide ad alta attività (Appendice C).

Benché la comunità scientifica e le istituzioni concordino sul fatto che gli HLW debbano essere stoccati in siti geologicamente stabili⁴¹ il lungo periodo di permanenza delle scorie nel deposito, dell'ordine di centinaia di migliaia di anni, non ha ancora consentito di trovare una soluzione concreta al problema.

Tale soluzione deve essere di natura "passiva" e definitiva, in quanto una gestione con questi orizzonti temporali non può contare sull'intervento di nessun tipo di istituzione attuale (né pubblica né tanto meno privata)⁴². Questo ostacolo alla gestione delle scorie pone un problema di lungo termine etico assai rilevante spostando l'onere delle scelte energetiche attuali sulle generazioni future. Per questo motivo questo tipo di tecnologia è stata da sempre contestata dai sostenitori dello sviluppo sostenibile. Ad esempio

³⁹ Lo studio tedesco ha riscontrato un raddoppio dell'incidenza dei tumori e delle leucemie per i bambini che vivono entro i 5 km di distanza dalle centrali nucleari tedesche.

⁴⁰ Le ceneri del carbone combusto nelle centrali termoelettriche contribuiscono a diffondere radiazioni ionizzanti nell'ambiente circostante la cui intensità varia a seconda del carbone utilizzato. In alcuni casi la presenza di queste ceneri comporterebbe una maggiore irradiazione di quella rilevata nei pressi delle centrali nucleari (Hvistendahl, 2007).

⁴¹ Anche la Commissione Europea sosterrrebbe questa modalità per lo stoccaggio definitivo delle scorie nel definire la prossima direttiva sulla gestione delle scorie. EurActiv, "EU to propose burying nuclear waste as safest option", 16 ottobre 2010.

⁴² A titolo di esempio dei problemi causati dalla magnitudine dell'orizzonte temporale, nel 1991 negli Stati Uniti è stata nominata una commissione per studiare le modalità di comunicazione con una civiltà che potrebbe imbattersi nel sito nei prossimi 100.000 anni; tale civiltà, ammettendo che riuscisse a capire l'avvertimento, potrebbe deliberatamente ignorare il segnale creando una potenziale catastrofe ambientale (Sandia 1993).

nell'edizione del 2004 di *The Limits to Growth* questa non è neanche presa in considerazione negli scenari di lungo termine per questo suo vizio d'origine⁴³.

Al momento in nessuna parte del mondo è stata trovata una soluzione per lo stoccaggio definitivo delle scorie. Molte speranze che si erano concentrate sulla soluzione prospettata per il deposito di Yucca Mountain negli Stati Uniti, spesso citato come l'esempio di una concreta possibilità di individuare un sito di stoccaggio per gli HLW (IEA, 1998), si sono rivelate errate⁴⁴. Agli inizi del 2010, dopo 30 anni di lavori e 10 miliardi di dollari investiti, il Dipartimento per l'Energia ha revocato la licenza ai gestori del sito, a causa di possibili problemi legati alla sismicità della zona, e ad oggi anche la più grande economia del mondo si trova a dover individuare un sito alternativo dove depositare le scorie (passate e future) derivanti dall'attività dei 104 reattori che operano sul suo territorio⁴⁵.

Anche in Francia, dove operano quasi un quinto dei reattori nucleari dell'area OCSE e il 40 per cento di quelli europei, non si è ancora individuato un sito di stoccaggio permanente. L'Agenzia nazionale per la gestione delle scorie (ANDRA) ha individuato un'area di circa 250 km² nel nord-est del paese con lo scopo di costruire il sito entro il 2017 e cominciare lo stoccaggio dal 2025 (IEA, 2010d).

In Italia, nel 2003, il Consiglio dei Ministri aveva approvato un decreto-legge che prevedeva la costruzione di un deposito unico nazionale delle scorie radioattive nel territorio di Scanzano Jonico in Basilicata (d.l. 314/03). A seguito delle proteste, la legge di conversione del decreto (l. 368/03) depennava Scanzano come sito di elezione ma impegnava la Sogin a realizzare il sito di stoccaggio nazionale entro la fine del 2008.

⁴³ “Qualcuno potrebbe sostenere che nel ristretto novero delle potenziali soluzioni del problema energetico mondiale c'è anche l'energia nucleare. Non siamo d'accordo perché i problemi legati allo smaltimento delle scorie sono ancora irrisolti [...]”. Meadows D., D. Meadows e J. Randres (2006), “I Nuovi limiti dello sviluppo”, Mondadori, p.128.

⁴⁴ Il deposito di Yucca Mountain nella zona desertica del Nevada avrebbe dovuto ospitare gli HLW prodotti dai 104 reattori statunitensi (oltre 100 mila tonnellate).

⁴⁵ Il Dipartimento per l'Energia era impegnato contrattualmente a garantire ai produttori di energia elettronucleare un luogo dove depositare le scorie di produzione già a partire dal 1998. Questa sua inadempienza potrebbe attivare risarcimenti per 100 miliardi di dollari. Reuters, “Obama Rejects Nuclear Waste Site After 20-Year Fight”, 26 febbraio 2009.

La tecnologia elettronucleare come strumento per la riduzione delle emissioni di gas serra

Fin qui abbiamo visto i problemi che l'uso della tecnologia elettronucleare può causare all'ambiente; ma questa tecnologia potrebbe avere un ruolo centrale per combattere l'emergenza ambientale legata ai mutamenti climatici.

La forte dinamica dei consumi energetici, per la maggior parte soddisfatta con combustibili fossili, ha causato un continuo aumento delle emissioni di gas serra la cui concentrazione in atmosfera è andata crescendo. In Italia oltre un quinto delle emissioni di gas serra sono causate dalla combustione delle fonti fossili per la produzione di energia elettrica. Uno strumento importante delle politiche di contrasto ai cambiamenti climatici (insieme all'utilizzo delle fonti rinnovabili e ad una maggiore efficienza energetica) è costituito dalla produzione di energia elettrica con fonte nucleare.

Poiché abbiamo visto che il suo utilizzo pone importanti problemi di sostenibilità ambientale si presenta il dilemma di "scegliere il male minore". Questa è la prospettiva di James Lovelock, uno dei padri del moderno ecologismo e l'ideatore dell'ipotesi Gaia⁴⁶.

La produzione elettronucleare si basa sui medesimi principi della produzione termoelettrica tradizionale: da un combustibile fossile (e quindi non rinnovabile) si ottiene energia termica che viene utilizzata per la produzione di vapore che aziona una turbina e quindi un generatore per la produzione di energia elettrica. Una delle differenze importanti è che la produzione di calore non richiede la combustione di idrocarburi (quali il gas il carbone o l'olio combustibile) e quindi non produce CO₂.

Quando anche si considerano le emissioni dell'intera filiera energetica (estrazione e trattamento del combustibile, costruzione dell'impianto, operatività e messa in sicurezza) la produzione elettronucleare comporta emissioni di gas serra estremamente basse, superiori a quelle della produzione con fonti rinnovabili ma che sono da 1/7 a 1/16 delle emissioni prodotte dalla combustione degli idrocarburi (Tavola 4).

⁴⁶ "By all means, let us use the small input from renewables sensibly, but only one immediately available source does not cause global warming and that is nuclear energy. [...] I am a Green and I entreat my friends in the movement to drop their wrongheaded objection to nuclear energy. Even if they were right about its dangers, and they are not, its worldwide use as our main source of energy would pose an insignificant threat compared with the dangers of intolerable and lethal heat waves and sea levels rising to drown every coastal city of the world". Lovelock J. (2004), "Nuclear power is the only green solution", The Independent, 24 maggio.

Emissioni di gas serra dell'intera filiera per tecnologia di generazione elettrica

	Tecnologia	Emissioni per unità di energia (gCO _{2e} / kWh)
Energie Rinnovabili	Wind 2.5MW, offshore	9
	Hydroelectric 3.1MW, reservoir	10
	Wind 1.5MW, onshore	10
	Biogas Anaerobic digestion	11
	Hydroelectric 300 kW, run-of-river	13
	Solar thermal 80MW, parabolic trough	13
	Biomass Forest wood Co-combustion with hard coal	14
	Biomass Forest wood steam turbine	22
	Biomass Short rotation forestry Co-combustion with hard coal	23
	Biomass FOREST WOOD reciprocating engine	27
	Biomass Waste wood steam turbine	31
	Solar PV Polycrystalline silicone	32
	Biomass Short rotation forestry steam turbine	35
	Geothermal 80MW, hot dry rock	38
Biomass Short rotation forestry reciprocating engine	41	
Nucleare	Nuclear Various reactor types	66
Combustibili fossili	Natural gas Various combined cycle turbines	443
	Fuel cell Hydrogen from gas reforming	664
	Diesel Various generator and turbine types	778
	Heavy oil Various generator and turbine types	778
	Coal Various generator types with scrubbing	960
	Coal Various generator types without scrubbing	1.050

Fonte: Sovacool (2008).

In Italia le emissioni di gas serra legate alla produzione di energia elettrica ammontano a circa 120 Mt. Se la produzione elettronucleare non fosse stata interrotta nel 1990 ma fosse proseguita fino al 2010, pur in presenza di una moratoria che avesse bloccato la costruzione della Centrale di Montalto, si può presumere che questa avrebbe fornito energia elettrica per circa 9 TWh (circa il 3 per cento della produzione nazionale nel 2010). Nell'ipotesi che questa mancata produzione sia stata sostituita esclusivamente con impianti termoelettrici alimentati a gas naturale (un'ipotesi alquanto ottimistica) possiamo calcolare che lo stop al nucleare abbia comportato una crescita delle emissioni annue di gas serra di 3,6 Mt. Se venissero raggiunti gli obiettivi del piano di rilancio del nucleare (a regime una produzione elettronucleare annua di 100 TWh) ciò implicherebbe un risparmio di emissioni di 40 Mt (il 9 per cento delle emissioni da combustibile nel 2008).

Questa riduzione porterebbe con sé una serie di impatti positivi anche per quello che concerne il raggiungimento degli impegni assunti in ambito comunitario. Questi prevedono che nel 2020 le emissioni dei settori a maggior consumo di energia (soggette a un limite prefissato concordato in sede europea nell'ambito del sistema comunitario per lo scambio di quote di emissione EU ETS) dovrebbero ridursi del 21 per cento rispetto al 2005 e che quelle dei settori non ETS (i trasporti e gli usi energetici per la climatizzazione dei locali) del 13 per cento. Tra questi ultimi il settore dei trasporti è quello che ha

contribuito maggiormente alla crescita delle emissioni nel periodo 1990-2008, con una crescita superiore al 20 per cento. Una strategia per ridurre le emissioni di questo settore consiste nell'accrescere la penetrazione delle vetture elettriche. Se queste arrivassero a raggiungere un quarto delle vetture commercializzate potrebbero generare una domanda incrementale di energia elettrica al 2030 pari a 18,6 TWh (Gallanti, 2010). Se questa domanda addizionale fosse prodotta bruciando gas naturale si avrebbero emissioni aggiuntive annue pari a 7,4 Mt di CO₂-eq. La produzione elettronucleare sarebbe un candidato ideale per provvedere una fonte energetica priva di emissioni senza presentare i problemi legati alle fonti rinnovabili (discontinuità nella produzione e bassi fattori di carico).

Un'alternativa che spesso viene presentata alla tecnologia elettronucleare e la produzione di energia elettrica con cattura, separazione e sequestro della CO₂ (CCS). Ma anche la produzione termoelettrica con CCS presenta problemi di sostenibilità simili a quella elettronucleare (lo stoccaggio geologico di tonnellate di CO₂, la necessità di molta acqua) con una maturità tecnologica nettamente inferiore e grossi problemi di efficienza energetica (un impianto CCS richiede il 30 per cento in più energia di un impianto a carbone di nuova generazione, IEA, 2010b).

4. Conclusioni

L'assenza di energia nucleare e l'apporto marginale dei combustibili solidi ha portato il nostro paese a sviluppare una marcata dipendenza verso il gas naturale per la produzione termoelettrica. Questa bassa diversificazione è aggravata dalla concentrazione dei fornitori in aree che, in alcuni casi, potrebbero essere soggette a instabilità politica (l'interruzione delle forniture libiche nel 2011 ne è un esempio) e da una presenza ancora limitata di infrastrutture per l'utilizzo del gas liquefatto che consentirebbero l'approvvigionamento sui mercati internazionali. D'altro canto, il ruolo preminente del gas nella produzione termoelettrica presenta dei vantaggi in termini ambientali: le centrali alimentate a gas si caratterizzano per una migliore efficienza dei processi di conversione energetica e quindi per più ridotte emissioni di CO₂⁴⁷. Inoltre, lo sviluppo dei gas non

⁴⁷ Le emissioni di CO₂ associate alla generazione di 1 kWh di energia elettrica nel 2007 in Italia ammontavano a 388 grammi, contro 427 in Germania, 500 nel Regno Unito, 549 negli Stati Uniti e 448 nell'area OCSE.

convenzionali⁴⁸ potrebbe trasformare la dipendenza dal gas da una debolezza in un punto di forza⁴⁹. Non è chiaro quale impatto questa evoluzione del mercato del gas potrà avere sulla realtà italiana ancora caratterizzata da una prevalenza di impegni contrattuali di lungo termine (come i c.d. contratti *Take or Pay*), che regolano la maggioranza delle transazioni⁵⁰, ancorati in gran parte a panieri di prodotti petroliferi e quindi “isolati” dall’effetto di eccesso di offerta conseguente alla rivalutazione delle riserve mondiali di gas legata all’inclusione delle risorse di gas non convenzionale.

L’energia nucleare avrebbe contribuito al riequilibrio nell’approvvigionamento energetico del paese ma, data la volontà manifestata con l’ultimo referendum, è necessario un serio dibattito sulle reali alternative che permettano di coniugare gli obiettivi di crescita economica e sostenibilità ambientale. In questo lavoro abbiamo sollevato alcune questioni che dovrebbero animare un dibattito informato circa la valutazione delle opzioni energetiche in un’ottica di medio-lungo periodo, con lo scopo di dare supporto alla strategia energetica nazionale.

I principali risultati sono schematizzati nella Tavola 5.

Tav. 5

		Commenti
COSTI	☺	Riduzione della variabilità dei costi
	☹	Riduzione del livello dei costi
SICUREZZA ENERGETICA	☺	Diversificazione del bilancio energetico
	☺	Disponibilità futura della risorsa
	☺	Diversificazione delle fonti e dei paesi fornitori
	☹	Dipendenza energetica dall’estero
AMBIENTE E SALUTE	☺	Impatto sull’aria
	☺	Politiche di contenimento dei gas serra
	☺	Politiche di mobilità sostenibile
	☺	Impatto sull’incidentalità: vittime immediate
	☹	Impatto sull’incidentalità: vittime latenti
	☹	Impatto sull’acqua
	☹	<i>Risk assessment</i> dell’incidentalità
	☹	Impatto sulla salute per le persone nelle vicinanze delle centrali
	☹	Gestione a lungo termine delle scorie ad alta attività

⁴⁸ Si intendono con questo termine il metano associato ai livelli di carbone, il gas associato alle argille, il tight gas e gli idrati di gas.

⁴⁹ Secondo le più recenti valutazioni della International Energy Agency (IEA) le riserve di gas non convenzionali recuperabili potrebbero essere pari a quelle dei gas convenzionali, garantendo un’offerta relativamente stabile, accompagnata da una distribuzione geografica più uniforme delle risorse, che si rifletterebbe in prezzi meno volatili nel tempo (IEA, 2010a).

⁵⁰ Circa 2/3 dei contratti attivi nel 2009 presentavano una durata residua superiore ai 10 anni (AEEG, 2010b).

- **Non è possibile affermare con certezza che la realizzazione di nuova potenza elettronucleare in Italia porterebbe a una riduzione dei costi di generazione dell'energia elettrica.** La complessità impiantistica e i più stringenti vincoli regolamentari hanno accresciuto gli oneri di investimento e i tempi di realizzazione degli impianti (nei paesi dell'OCSE); entrambi questi elementi sono correlati positivamente ai costi di generazione. Inoltre, la convenienza relativa del nucleare dipenderà dall'evoluzione dei costi delle tecnologie alternative e dall'andamento delle quotazioni dei permessi d'emissioni di gas serra. Una produzione termoelettrica basata sull'utilizzo di gas potrebbe in futuro comportare vantaggi per la presenza di un eccesso di offerta legato alla rivalutazione delle risorse non convenzionali.
- **È possibile affermare che la realizzazione di nuova potenza elettronucleare in Italia condurrebbe a una riduzione della volatilità dei costi di generazione.** Nella produzione elettronucleare i costi del combustibile incidono per meno di un sesto sul costo di generazione. Dunque, anche forti aumenti dei prezzi dell'uranio inciderebbero solo marginalmente sul costo di generazione (un raddoppio dei costi del combustibile incrementerebbe al massimo di un quinto i costi di generazione).
- **La realizzazione di nuova potenza elettronucleare determinerebbe una maggiore diversificazione del portafoglio energetico e dei partner energetici, ma non necessariamente a una riduzione della dipendenza energetica dall'estero.** La maggioranza delle risorse energetiche primarie necessarie al nostro paese è costituita da fonti fossili (gas e petrolio) provenienti per la maggior parte da poche aree che, in alcuni casi, potrebbero essere soggette a instabilità politica. Le risorse di uranio, che sulla base dei livelli di consumo attuale risulterebbero disponibili per almeno i prossimi 100 anni, presentano invece una distribuzione più diffusa e soprattutto sono presenti anche in paesi politicamente stabili (come Australia e Canada, ove peraltro si concentrano le riserve estraibili a basso costo). Le risorse di uranio dovranno comunque essere importate dall'estero e quindi una ripresa della generazione elettronucleare non andrà a modificare la dipendenza estera (anche se questo non viene colto dalle statistiche sull'energia).
- **La realizzazione di nuova potenza elettronucleare in Italia avrebbe impatti diversi sull'ambiente che vanno distinti tra effetti di breve e di lungo periodo. Nel breve termine la produzione elettronucleare consentirebbe una sostanziale riduzione delle emissioni degli inquinanti atmosferici** prodotti dalla combustione degli idrocarburi (ad es. particolati e ossidi di azoto), ma potrebbe accrescere l'inquinamento termico delle fonti idriche utilizzate per il raffreddamento degli impianti (meno critico appare il prelievo di risorse idriche). L'incidentalità dell'utilizzo della tecnologia elettronucleare è legato alla possibilità che si realizzino eventi caratterizzati da bassa probabilità ma con effetti rilevanti in termini di numero di vittime potenziali: **questa tecnologia presenterebbe effetti inferiori in termini di vittime immediate ma potrebbe risultare più pericolosa in termini di vittime latenti. Gli effetti di lungo termine sono ambigui e sollevano rilevanti questioni di etica intergenerazionale.** Da un lato, si pone il problema, ancora irrisolto a livello internazionale, della gestione delle scorie ad alta attività. Tale soluzione deve essere

di natura “passiva” e definitiva, in quanto deve risultare operativa per un periodo di migliaia di anni. Dall’altro, questa tecnologia fornisce un contributo fondamentale per la riduzione delle emissioni di gas serra, generate in Italia per circa la metà dalla combustione di idrocarburi per la produzione di elettricità e dai trasporti. Riducendo, insieme alle energie rinnovabili, l’intensità carbonica del nostro sistema elettrico, la tecnologia nucleare costituirebbe probabilmente la migliore soluzione per generare con continuità l’energia elettrica *low carbon* necessaria per una significativa penetrazione dei veicoli elettrici. Infine, nel caso della produzione elettronucleare (così come nella produzione termoelettrica con carbone) andrebbero condotti ulteriori studi per appurare se l’incidenza di tumori e leucemie infantili sia più elevata presso le famiglie che vivono nei pressi delle centrali.

In generale, sarebbe auspicabile che la questione nucleare fosse affrontata nell’ambito più generale della politica energetica e climatica del Paese, che ci impegna anche in sede comunitaria con precisi obiettivi in termini di produzione di energia da fonti rinnovabili, di riduzione delle emissioni di gas serra e di aumento dell’efficienza energetica. Per raggiungere in modo efficiente questi ambiziosi obiettivi in presenza di mercati energetici liberalizzati è necessario che le imprese energetiche si trovino ad operare all’interno di un quadro normativo chiaro e stabile. L’improvvisa decisione di abrogare le norme redatte negli ultimi anni per la produzione elettronucleare, così come la continua revisione dei criteri per il sostegno alle energie rinnovabili, rischia di accrescere l’incertezza degli operatori, riducendo gli investimenti necessari ad ammodernare e sviluppare le infrastrutture energetiche del paese. L’annunciata Strategia energetica nazionale, prevista dalla legge 133 del 2008, costituirebbe il contesto ideale entro cui discutere di questi temi con il massimo coinvolgimento di tutti gli *stakeholders*. La trasparenza e la completezza dell’informazione scientifica dovrebbe costituire il cardine su cui fondare un accordo tra cittadini e istituzioni in grado di sostenere le scelte strategiche che andranno a plasmare il nostro sistema energetico. Queste dovranno tenere in considerazione sia l’efficienza nell’utilizzo delle risorse sia l’impatto sull’ambiente e la salute delle generazioni presenti e future.

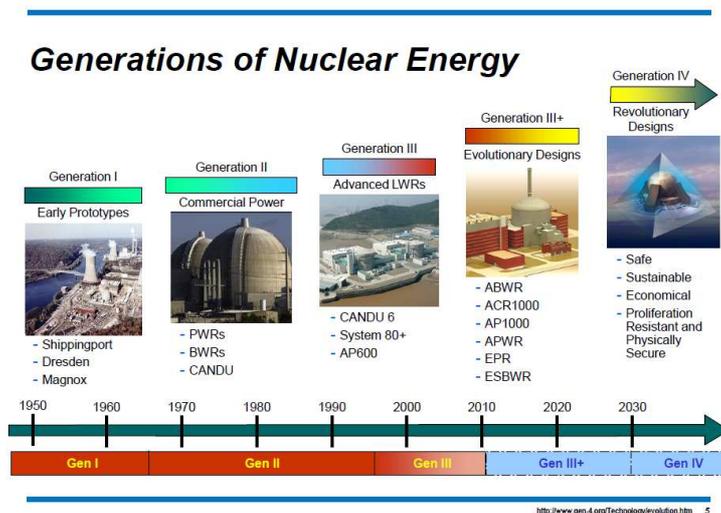
Appendice A – Le tecnologie elettronucleari

A.1 - Tipologie di centrale e tecnologie impiegate

La storia delle diverse “generazioni” di reattori nucleari è sintetizzata dall’immagine A1. L’ingegneria delle centrali nucleari si è molto evoluta, dalla Chicago Pile-I di Fermi (dicembre 1942) ai più recenti reattori di terza generazione (GEN-III+), per rimanere nel dominio della fissione nucleare, ma alcuni elementi comuni persistono; in particolare, ogni centrale è dotata di uno o più reattori, all’interno del quale, nel c.d. “nocciolo” del reattore, il materiale fissile (che può essere uranio arricchito, naturale o MOX – cfr. § B.4 “Il Mixed Oxide Fuel”) è trattato per dare il via ad una reazione a catena che, scindendo gli atomi di uranio, libera una notevole quantità di energia termica. All’interno del nocciolo, le barre di combustibile sono separate da barre di controllo (“control rods”), che regolano la velocità della reazione, e circondate da un materiale, il moderatore (generalmente acqua, leggera e “pesante”, o grafite), che rallenta i neutroni creati dalla fissione così da poter continuare il processo. Un fluido di scambio, definito *coolant*, acqua o gas, circola all’interno del nocciolo, trasferendo l’energia termica e attivando una turbina che produce energia elettrica. Quest’ultimo passaggio normalmente prevede l’esistenza di un circuito secondario per la generazione del vapore, fatta eccezione per i reattori di tipo Bowling Water Reactors (BWR). Questa è, in estrema sintesi, lo schema di funzionamento di una tipica centrale nucleare. In base al tipo di tecnologia e di *coolant* e moderatore, si avranno diverse soluzioni tecniche.

Fig. A1

L’evoluzione della tecnologia elettronucleare



A.2 - Generazione I

Il 26 giugno 1954 è connessa alla rete elettrica la prima centrale elettronucleare al mondo, Obninsk, a 110 km in direzione sud-ovest da Mosca, con una potenza di 5 MWe e tecnologia *Light Water Cooled Graphite Moderated Reactor* (LWGR - reattore in cui il *coolant* è dato dall'acqua leggera, mentre il moderatore è costituito da grafite). Seguono Calder Hall 1, la prima centrale nucleare a produrre elettricità su scala commerciale al mondo, nel Regno Unito, connessa il 27 agosto 1956 con una potenza di 50 MWe e tecnologia Gas Cooled Reactors (GCR – reattori raffreddati a gas, in genere anidride carbonica, e grafite come moderatore) e Shippingpoint, la prima centrale nucleare degli Stati Uniti, connessa alla rete il 2 dicembre 1957, potenza di 60 MWe e tecnologia *Pressurised Water Reactor* (PWR – reattore in cui l'acqua è sia coolant che moderatore, e nel primo circuito, che passa attraverso il nucleo del reattore, è pressurizzata, per mantenere più alta la temperatura).

Tav. A1

Reattori connessi alla rete e mediana dei tempi di costruzione

	Reattori in costruzione	
	Numero	Mediana tempi costruzione (mesi)
1976-1980	86	74
1981-1985	131	99
1986-1990	85	95
1991-1995	29	103
1996-2000	23	123
2001-2005	20	64
2006-2008	5	80
2009	2	71

Fonte: PRIS – IAEA (2010)

A.3 - Generazione II

Terminata la fase sperimentale, nei primi anni '60 si definiscono dei disegni standard e si avvia una massiccia campagna di costruzione di centrali che riguarda l'intero globo. Le tipologie più diffuse di impianti sono: PWR (Pressurised Water Reactor), BWR (Boiling Water Reactor), PHWR o CANDU (Pressurized Heavy Water Reactor, detto anche Canadian Deuterium Uranium), GCR (Gas cooled reactor) e LWGR (Light Water cooled – Graphite moderated Reactor, conosciuti anche come RBMK, Reaktor Bolshoy Moshchnosty Kanalny, nei paesi del blocco sovietico).

I reattori PWR, in cui l'acqua è sia coolant che moderatore, rappresentano oggi lo standard mondiale e sono i più diffusi al mondo: 269 reattori (su 441 totali) operativi oggi sono classificati come PWR dall'IAEA (2010). Il nocciolo è contenuto in un recipiente pressurizzato che permette al *coolant*, semplice acqua, di raggiungere una temperatura più alta rispetto al BWR, aumentando l'efficienza del processo di conversione energetica. L'acqua calda passa attraverso un generatore di vapore ove riscalda l'acqua di un circuito secondario che si trasforma in vapore, che a sua volta aziona la turbina, producendo energia elettrica. L'acqua del circuito secondario viene poi re-immessa nella fonte d'origine.

A differenza dei PWR, nei reattori di tipo BWR (92 su 441), anch'essi con acqua come *coolant* e moderatore, non esiste che un solo circuito d'acqua: il calore prodotto dalla fissione nucleare riscalda l'acqua del circuito che diventa vapore azionando la turbina. Successivamente il vapore viene ricondensato e trasformato in acqua che ritorna al nocciolo.

I reattori PHWR o CANDU (16 su 441) usano uranio naturale, non arricchito, come combustibile, e acqua pesante (cioè acqua con una proporzione di deuterio maggiore) sia come *coolant* che come moderatore. Le barre di combustibile sono contenute, in posizione orizzontale, in un recipiente chiamato "Calandria" che permette il rifornimento on-line, evitando lo spegnimento della centrale per la ricarica del combustibile (caratteristica condivisa solo con i modelli RBMK sovietici e AGR britannici).

I Gas Cooled Reactor e Advanced Gas Cooled Reactor (18 su 441), usano l'anidride carbonica come *coolant* e la grafite come moderatore. Evoluzione dei primi modelli Magnox (Calder Hall è il prototipo), la maggior parte sono localizzati nel Regno Unito.

I reattori LWGR o RBMK (15 su 441) usano acqua leggera come *coolant* e la grafite come moderatore. Il combustibile usato è uranio naturale. La peculiare struttura, utilizzata solo nei paesi del blocco sovietico, permette il rifornimento online (come i CANDU e gli AGR) ma anche una serie di criticità (la centrale di Chernobyl era di tipo RBMK) tali da obbligare frequenti interventi sugli impianti: la Lituania ha chiuso il 31 dicembre 2009 il reattore Ignalina-2, che da solo provvedeva al 76 per cento del fabbisogno dell'intero paese, come richiesto dall'Unione Europea (WNN 2010a).

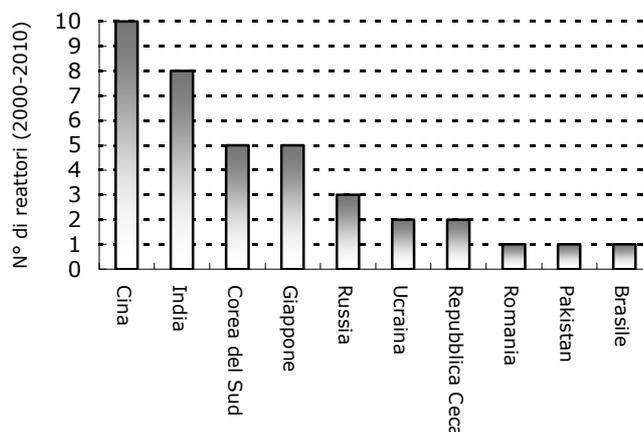
A.4 - Generazione III e III+

Nel primo decennio del 21esimo secolo si assiste ad uno sviluppo tecnologico in occidente e fisico in Asia. Infatti, dei 38 nuovi impianti connessi alla rete nel periodo ben 28 sono concentrati in 4 paesi asiatici (IAEA 2010b): Cina (10), India (8), Sud Corea (5) e Giappone (5), mentre in occidente le nuove connessioni si limitano ai paesi dell'Europa orientale e la Russia (cfr. Figura A2). L'innovazione delle tecnologie di terza generazione vertono in particolare sulla sicurezza e la riduzione delle scorie. Consistono nell'estensione di modelli di tipo PWR (come l'AP600 e il System80+ della Westinghouse-Toshiba), BWR (l'ABWR prodotto dalla General Electric Hitachi), CANDU (CANDU 6 della canadese AECL) e i russi VVER-1000, dei quali però si sa ben poco (Wenisch 2007). Cina e Sud Corea non si sono limitate ad importare le tecnologie estere ma, tramite accordi commerciali, hanno acquisito il know-how e sviluppato delle soluzioni impiantistiche locali: è il caso del cinese CPR1000, sviluppato dalla China Guangdong Nuclear Power Corporation (CGNPC – WNA 2010b), risultato dello studio del reattore a tecnologia francese di Daya Bay (PWR) e che ora è in costruzione in 10 siti, o il sud coreano ORP-1000 (4 reattori in costruzione), sviluppato dalla Korea Electric Power Company (KEPCO), anch'esso evoluzione derivante dall'esperienza con la Westinghouse e Framatome (oggi Areva – WNA 2010c). Negli ultimi anni sono stati introdotti nuovi modelli, definiti Generazione III+, migliorie dei modelli passati sul fronte della sicurezza, della resa energetica del combustibile e sull'estensione dei tempi di vita degli impianti (60 anni). Va da se che, considerata il breve lasso temporale di riferimento, alcuni modelli a volte sono considerati come appartenenti alla Gen III (come ABWR) o Gen III+. Nella nostra trattazione ci atterremo allo schema proposto dal Gen IV International Forum (vedi figura A1) I modelli sono: l'Advanced BWR (ABWR) della General Electric Hitachi (cfr. §A.5 "I principali protagonisti"), l'AP1000 della Westinghouse Toshiba, l'European Pressurized Reactor (EPR) della francese Areva che coniuga l'esperienza del reattore N4 di Framatome con quella del tedesco Konvoi di Siemens/KWU (O'Leary 2004), l'Advanced PWR (APWR) della Mitsubishi Heavy Industries, l'Advanced Candu Reactor 1000 (ACR-1000) della canadese AECL, l'APR 1400 della sudcoreana KEPCO e poi i modelli di tipo russo VVER 1200/AES 2006 dell'Atomstroyexport (per dettagli, AES 2010). La costruzione di questi impianti è appena iniziata, con la Cina in testa: 4 reattori AP1000 sono in costruzione presso i siti di Sanmen e Haiyang e altri 8 reattori sono programmati, mentre 2 reattori EPR sono in costruzione a Taishan; in Giappone sono in costruzione 2 reattori ABWR e altri 8 sono pianificati,

insieme a 3 APWR; la Sud Corea ha in costruzione 3 reattori APR1400 e altri 5 sono pianificati.

Fig. A2

Reattori connessi alla rete per Paese (2000-2010)



Fonte: PRIS-IAEA (2010a) e IAEA (2010b)

A.5 - Generazione IV

Nel gennaio del 2000, nove paesi (Argentina, Giappone, Canada, Francia, Brasile, Sud Corea, Sud Africa, Regno Unito e Stati Uniti) creano un consorzio, il “Generation IV International Forum (GIF)” per lo sviluppo della quarta generazione di reattori nucleari. Alla fine del 2002, dopo due anni di lavoro, vengono selezionati 6 progetti ritenuti promettenti e concentrata la R&D dei membri. I progetti selezionati sono (GIF 2008):

1. Gas-Cooled Fast Reactor (GFR)
2. Lead-Cooled Fast Reactor (LFR)
3. Molten Salt Reactor (MSR)
4. Sodium-Cooled Fast Reactor (SFR)
5. Supercritical-Water Reactor (SCWR)
6. Very-High-Temperature Reactor (VHTR)

Nel 2003 Euratom (e quindi anche l'Italia) aderisce, contribuendo a tutti i progetti di ricerca. Il GIF punta ad ottenere entro il 2030 un primo prototipo di centrale di IV generazione.

A.6 - I principali protagonisti

Sul fronte dei players, si assiste al formarsi di nuove alleanze e alla concentrazione; nel 2001 l'industria nucleare francese si consolida in Areva mentre, tra il 2006 e il 2007 si portano a termine due importanti operazioni fra due player americani (GE e Westinghouse) e due giapponesi (Hitachi e Toshiba).

Come anticipato, nel 2001 vi è stato un consolidamento di 3 realtà francesi (ed il contributo della tedesca Siemens): Framatome, specializzata nella costruzione delle centrali nucleari, Cogema, nel ciclo del combustibile e il Commissariat à l'Energie Atomique Industries (CEA), ente di ricerca, si fondono per creare il gruppo Areva, diviso in società per linea di business: Mining (estrazione uranio), Front End (preparazione combustibile – esperienza Cogema), Reactors & Services (esperienza Framatome e Siemens AG), Back End (gestione combustibile spento e decommissioning) e Renewables (energie rinnovabili).

Il 16 ottobre 2006, Toshiba Corporation compra il pacchetto di maggioranza (77 per cento) dell'americana Westinghouse Electric Company dalla British Nuclear Fuel Limited (di proprietà del Governo Britannico), insieme a The Shaw Group (20 per cento) e Ishikawajima-Harima Heavy Industries Co., Ltd. (3 per cento), creando un gigante nippo-americano del nucleare (Toshiba 2006).

Nel giugno 2007 l'americana General Electric e Hitachi siglano un accordo creando due società: GE-Hitachi Nuclear Energy (60 per cento GE, 40 per cento Hitachi), con sede negli Stati Uniti, si occuperà del business per tutto il mondo, eccetto il Giappone, mentre Hitachi-GE Nuclear Energy (80.01 per cento Hitachi, 19.99 per cento GE), con sede in Giappone, seguirà le operazioni per questo paese (GE 2007).

Appendice B – Domanda e disponibilità di uranio

B.1 - Ciclo del combustibile

L'uranio estratto in natura subisce un processo di lavorazione in più fasi prima di poter essere utilizzato nelle centrali; si inizia con l'estrazione delle rocce che contengono in genere meno dello 0,1 per cento di uranio. Le rocce sono trattate in maniera tale da estrarre l'ossido di uranio, conosciuto anche come "yellowcake" che in genere contiene meno dello 0,7 per cento di U235, l'isotopo necessario per garantire la fissione nucleare. Segue un processo di "arricchimento" che permette di aumentare la concentrazione dell'isotopo U235 fra il 3 e il 5 per cento (percentuale necessaria per la maggior parte dei reattori oggi in commercio, fatta eccezione per i reattori ad "acqua pesante" come i modelli della canadese CANDU) per poi essere "costretto" in forma di barre da usare nel reattore. Al termine del ciclo di utilizzo (variabile a secondo del tipo di reattore), il combustibile è rimosso e riprocessato: il combustibile "spento" infatti contiene l'isotopo U238 (94 per cento), l'isotopo U235 (1 per cento), Plutonio (1 per cento) e altri materiali fissili (4,5 per cento). Uranio (entrambi gli isotopi, U238 e U235) e Plutonio sono recuperati per generare nuovo combustibile, riducendo così i consumi e la radioattività dei rifiuti. In particolare il plutonio viene impiegato nel cosiddetto MOX (cfr. §B.4).

B.2 - Domanda e offerta di Uranio

La principale fonte d'informazione sulle riserve e la produzione in uranio è costituita dall'annuale rapporto congiunto fra la International Atomic Energy Agency (IAEA) dell'ONU e la Nuclear Energy Agency (NEA) dell'OECD, chiamato anche "Red book". Questo ed i prossimi paragrafi attingono a piene mani al Red Book 2009 (IAEA/NEA 2010) l'ultimo disponibile. A settembre 2011, risultano attive 439 centrali nel mondo, con una potenza netta installata pari a 374,1 GWe e un fabbisogno stimato in circa 60.000 tU (tonnellate di uranio) annue. Nel 2008, la domanda è stata di 59.065 tU mentre la produzione è ammontata a 43.880 tU, pari al 74,3 per cento della domanda, con un deficit coperto da riserve governative e commerciali, da uranio impoverito proveniente da programmi di smantellamento degli arsenali nucleari, dal riprocessamento del combustibile spento e dal processo di ri-arricchimento delle code esaurite dell'uranio. La IAEA/NEA (2010) ha stimato la domanda di uranio al 2035 in base a due scenari di crescita della capacità installata. Se la capacità raggiungesse i 511 GWe (scenario *low*), la domanda di combustibile raggiungerebbe le 87.370 tU per anno; se invece aumentasse a 782 GWe (scenario *high*), la domanda si attesterebbe a 138.165 tU. I maggiori investimenti verrebbero

realizzati in Estremo Oriente e nei paesi europei al di fuori dell'Eurozona. La produzione di uranio, in risposta ai segnali di crescita della domanda (i.e. aumento dei prezzi dell'uranio) è aumentata, così come sono aumentati i progetti per l'ampliamento delle miniere esistenti, la costruzione di nuove miniere e i progetti per nuove miniere. IAEA/NEA (2010) stima che, allo stato attuale, includendo anche le miniere esistenti, in costruzione o in progettazione, la produzione di uranio potrà soddisfare i bisogni nello scenario *high* fino al 2028 e in quello *low* fino al 2035. Dopo queste date sarà necessario investire in nuove miniere. In considerazione dei tempi necessari per rintracciare e portare a produzione una miniera (circa 10 anni o più), è fondamentale che il mercato sostenga un flusso crescente di investimenti.

Nel 2008, gli investimenti domestici (cioè nell'ambito dello stesso paese) a livello mondiale per l'esplorazione e lo sviluppo di nuovi giacimenti hanno raggiunto la cifra di 1,6 miliardi di dollari, il 133 per cento in più rispetto al 2006, il 60 per cento dei quali concentrato in Australia, Canada e Stati Uniti. Questo processo è stato stimolato dalla continua crescita, fatta eccezione per il 2007, dei prezzi dell'uranio, processo avviatosi nel 2003, che ha fornito gli incentivi per le compagnie minerarie a ricerca nuovi giacimenti; gli investimenti "non-domestici", cioè fuori dal proprio paese, nel 2008 (riportati solo da Francia, Giappone, Cina e Russia) ammontano a 324,3 milioni di dollari, in diminuzione rispetto ai 352,5 milioni del 2007 ma comunque in forte crescita rispetto ai 19,2 milioni del 2003. Nuovamente, l'aumento dei prezzi dell'uranio ha portato a forti investimenti, concentrati soprattutto in 6 paesi: Australia, Canada, Kazakhstan, Niger, Russia e Stati Uniti. A questo riguardo, pochi giorni dopo lo tsunami che ha gravemente danneggiato la centrale di Fukushima Daiichi (11 marzo 2011), il prezzo di una tonnellata di uranio naturale era diminuito del 9,8 per cento.⁵¹ Al momento della realizzazione di questo studio, il prezzo di una tonnellata di uranio è pari a 55\$ (2 maggio 2011), lo stesso livello di sei mesi prima. La produzione di uranio nel 2010, secondo i dati a settembre 2011 della World Nuclear Association (WNA 2011b) ha raggiunto le 53.663 tonnellate, un aumento del 6 per cento rispetto al 2009 e del 72,7 per cento rispetto al 1999 (31.065 tonnellate prodotte). Fra i circa venti paesi produttori al mondo, la crescita maggiore è stata in Kazakhstan (+ 27 per cento nel 2010), paese la cui produzione dal 2006 cresce a tassi medi del 25 per cento. Il Kazakhstan è diventato nel 2009 il primo produttore mondiale (Tabella B1), con il 33 per

⁵¹ "Uranium prices, before and after Japan", FT alphaville, 16 marzo 2011

cento della produzione globale nel 2010, superando il Canada (18 per cento produzione), fino ad ora leader indiscusso; seguono l’Australia (11 per cento, in calo e in riduzione del 26 per cento rispetto il 2009) e la Namibia e il Niger, con circa l’8 per cento della produzione mondiale. Quest’ultimo ha aumentato la sua produzione del 29 per cento nel 2010 rispetto al 2009. Il 96 per cento della produzione mondiale di uranio è concentrata in 8 paesi: Kazakhstan, Canada, Australia, Namibia, Niger, Russia, Uzbekistan e Stati Uniti. Nel 2009 la concentrazione era pari al 93 per cento.

Tav. B1

Classifica dei paesi produttori di Uranio

(tonnellate di Uranio)

pre-2006	Produzione	2009	Produzione
<i>Canada</i>	398.332	<i>Kazakistan</i>	17.803
<i>USA</i>	358.596	<i>Canada</i>	9.783
<i>Germania</i>	219.411	<i>Australia</i>	5.900
<i>Sudafrica</i>	154.673	<i>Namibia</i>	4.496
<i>Australia</i>	131.800	<i>Niger</i>	4.198
<i>Ucraina</i>	121.957	<i>Russia</i>	3.562
<i>Rep. Ceca</i>	109.470	<i>Uzbekistan</i>	2.400
<i>Kazakistan</i>	106.474	<i>USA</i>	1.660
<i>USSR</i>	102.886	<i>Ucraina</i>	850
<i>Niger</i>	100.644	<i>Cina</i>	827

Fonte: dati pre-2006, IAEA/NEA (2010), dati 2010 WNA (2011b)

Il 70,7 per cento della produzione è concentrato nei primi 4 (Kazakistan, Canada, Australia e Namibia). La produzione in Europa è prossima allo zero (41 tonnellate nel 2007 in Germania e 258 in Repubblica Ceca nel 2009): Bulgaria, Francia e Ungheria hanno chiuso le loro miniere, rispettivamente, nel 1990, 2001 e 1997. Da notare come nel tempo il contributo dell’Europa alla produzione mondiale, una volta importante (la Germania è terza per produzione pre-2006, la Repubblica Ceca è settima), sia scemato fino a scomparire e si sia fortemente ridimensionato il contributo degli Stati Uniti.

B.3 - Le Riserve

L’uranio è un minerale presente in diversi composti minerali, alcuni di questi, come il granito, molto comuni. Ciò che determina l’avvio di un processo estrattivo e la relativa

concentrazione (espressa in ppm – parti per milione) che determina l'economicità del processo estrattivo (per avere un esempio delle diverse concentrazioni, si veda il sito Webmineral). E' possibile operare una prima classificazione delle riserve di uranio in Primarie e Secondarie. Le Riserve Primarie sono quelle che derivano da un processo estrattivo e sono l'argomento di questo paragrafo. Le Riserve Secondarie invece sono le riserve che provengono dal riprocessamento del combustibile spento, dal trattamento degli armamenti nucleari (cfr. §B.5 “Il programma Megatons to Megawatt”) e il combustibile a ossidi misti (c.d. “MOX”, cfr. § B.4).

Le riserve primarie sono classificate in base alla certezza geologica e costi di produzione e si dividono in due principali categorie: “Riserve Identificate” (Identified Resources) e “Riserve non scoperte” (Undiscovered Resources).

1. Con “Riserve Identificate” si fa riferimento a depositi d'uranio identificati da un numero sufficiente di misurazioni dirette, tali da giustificare studi di pre-fattibilità e, qualche volta, fattibilità; si distinguono in due sotto-categorie: “Reasonably Assured Resources (RAR)”, caratterizzate da stime abbastanza precise sul grado e la quantità di uranio e le “Inferred Resources”, che richiedono invece ulteriori analisi prima di avviare un'attività estrattiva.

2. Con “Riserve non scoperte” si fa riferimento a giacimenti che ci si aspetta di trovare sulla base delle conoscenze geologiche di depositi precedenti; si distinguono in due categorie: “Prognosticated Resources”, riferite alle riserve in regioni ove è confermata la presenza di uranio, e le “Speculative Resources”, riferite a riserve in regioni ove dovrebbe esserci uranio. (Per maggiori dettagli sulle definizioni, IAEA/NEA 2010).

Nel valutare la consistenza delle riserve il problema non è dunque “quante tonnellate”, ma “a quale prezzo”. Le Riserve Identificate totali (vedi tabella B2) sono 5,4 milioni di tonnellate di uranio a costi inferiori a 130\$/kgU (cioè 130 dollari per kg di uranio); se invece si considera la categoria “high cost” (260\$/kgU), creata appositamente in base ai recenti andamenti del mercato, siamo a 6,3 milioni di tonnellate. Negli ultimi anni vi è stata una riduzione significativa delle categorie “low cost” (73 per cento della fascia 40\$/kgU e 16 per cento di 80\$/KgU). In particolare, la migliore categoria, sia da un punto di vista economico (prezzo < 40\$/KgU) che per la disponibilità (appartiene alle RAR), è diminuita di 1,2 milioni di tonnellate dal 2007 ad oggi (meno 68 per cento) mentre le RAR con prezzo inferiore a 130\$/KgU sono aumentate di 186.600 tonnellate, specialmente in

Australia, principale riserva mondiale di uranio (31 per cento del totale – Figura B1). Includendo invece la categoria più costosa (prezzo tra 130 e 260 \$ per Kg) nelle RAR, si aggiungono 666.200 tonnellate, prevalentemente in Kazakhstan, Ucraina e Stati Uniti.

Tav. B2

Riserve identificate nel periodo 2007-2009
(migliaia di tonnellate di Uranio)

Categoria	2007	2009	Variazioni
Riserve identificate totali			
<USD 260/kgU	-	> 6306	+837 (a)
<USD 130/kgU	5469	5404	-65
<USD 80/kgU	> 4456	3742	-715
<USD 40/kgU (b)	2970	> 796	-2174
RAR			
<USD 260/kgU	-	> 4004	+666 (a)
<USD 130/kgU	> 3338	3525	+187
<USD 80/kgU	2598	> 2516	-82
<USD 40/kgU (b)	> 1766	570	-1196
Inferred Resources			
<USD 260/kgU	-	2303	+172 (a)
<USD 130/kgU	> 2130	> 1879	-251
<USD 80/kgU	> 1858	1226	-632
<USD 40/kgU (b)	1204	> 226	-978

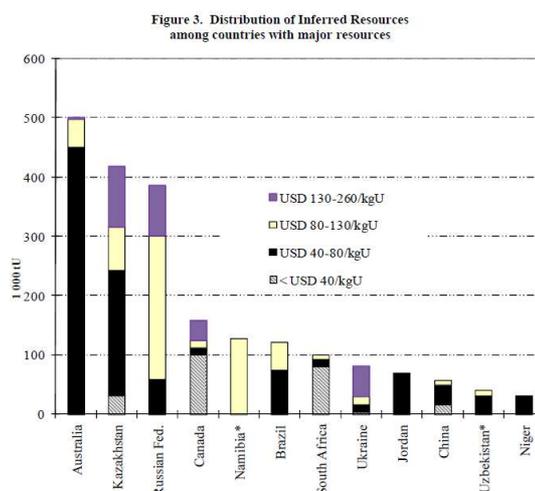
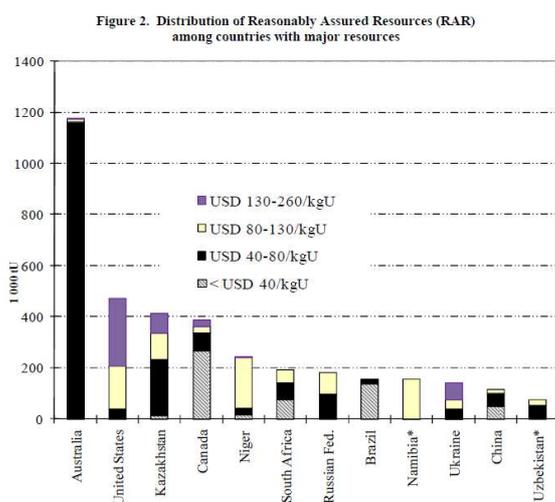
(a) Calcolato come differenza con il valore <USD 130/kgU per il 2007.

(b) Le risorse in questa categoria sono verosimilmente più alte poiché alcuni paesi non hanno indicato stime precise oppure i dati non sono stati pubblicati.

Fonte: IAEA/NEA (2010).

Fig. B1

Distribuzione delle riserve nel mondo (RAR e Inferred)



Fonte: IAEA/NEA (2010).

Le “Inferred Resources” sono diminuite in tutte le fasce, con l’eccezione della nuova categoria fra 130 e 260 \$ per Kg di uranio. In generale, il totale delle Riserve identificate (RAR più Inferred) è diminuito per tutte le fasce al di sotto di 130\$/kgU, ed è aumentato solo nella componente più costosa.

I dati sulle Riserve non scoperte (“Speculative Resources” più “Prognosticated”) sono ovviamente più incerti e meno affidabili, e sono il risultato di analisi più di tipo probabilistico, ergo è necessaria estrema prudenza e cautela nell’adozione di tali numeri.

Le “Speculative Resources” sono incomplete poiché solo 26 paesi hanno riportato i dati su queste riserve. Il dato totale sulle Speculative Resources e le Prognosticated (Tabella 11, pagina 28) riporta riserve totali per 10,4 milioni di tonnellate, suddivise fra 2,9 di Speculative e 7,5 di Prognosticated. Fra quest’ultime vi sono circa 10.000 tonnellate in Italia, senza stime sui costi di estrazione. Oltre all’uranio, nel passato la IAEA raccoglieva anche i dati sulle riserve di torio, che può essere utilizzata come combustibile nucleare in alternativa all’uranio. Le ultime stime disponibili riportano 6,08 milioni di tonnellate di torio totali, includendo anche le Riserve non scoperte. Le riserve RER e Inferred costituiscono il 60 per cento del totale, mentre il paese con le maggiori risorse RER al costo inferiore di 80 \$/KgU, l’India (circa 319 mila tonnellate su 829 mila totali), è anche l’unico che ha investito massicciamente nelle tecnologie per usare il torio. In base alla disponibilità di uranio (6,3 milioni di tonnellate di Riserve identificate nel 2009), e considerato come benchmark il livello annuo di consumo del 2008 (59.065 tonnellate), IAEA/NEA (2010) stima che vi sono riserve sufficienti per i prossimi 100 anni, ipotizzando stabilità nella capacità produttiva. Considerando invece i due scenari di crescita prospettati al 2035, nel caso “low” (511 GWe) si consumerebbero il 40 per cento delle Risorse identificate (con costo inferiore a 130\$/kgU) al 2035, mentre nel caso “high” (782 GWe) il 50 per cento.

B.4 - Il Mixed Oxide Fuel

Il plutonio recuperato dal combustibile spento⁵² o dagli armamenti nucleari in disuso può essere riutilizzato, in combinazione con l’uranio, per creare il *Mixed Oxide Fuel* (MOX), miscela di ossido di plutonio e di uranio, di diverse provenienze, con rendite energetiche superiori. Il MOX è utilizzato principalmente in Europa e in particolare in Francia, ove si trovano 20 dei 27 (al 1 gennaio 2009) reattori a livello mondiale che lo usano

⁵² Per combustibile spento si fa riferimento ad uranio in cui la concentrazione dell’isotopo 235 è inferiore allo 0,711%, livello ritenuto “naturale” (IAEA 2001).

(IAEA/NEA 2010, pag. 60) come complementare del più tradizionale uranio arricchito. Per i reattori di nuova concezione è prevista la possibilità di usare solo MOX. I vantaggi del MOX, rispetto all'uranio *tout-court*, sono essenzialmente due: minore costo e riduzione del volume di rifiuti. Ad oggi solo due impianti al mondo producono quantitativi rilevanti di MOX: Melox, in Francia (195 tonnellate l'anno) e Sellafield, nel Regno Unito (40 tonnellate l'anno).

Tav. B3

Inventario del materiale riciclabile

(tonnellate)

	Quantità	Quantità equivalente di Uranio
Plutonio da combustibile riprocessato	320	60.000
Uranio da combustibile riprocessato	45.000	50.000
Plutonio da armamenti	70	15.000
Highly enriched uranium (HEU) da armamenti	230	70.000

Fonte: OCSE, 2007.

B.5 - Il programma "Megatons to Megawatt"

Negli anni '80 e '90, Stati Uniti e Unione Sovietica (Federazione Russa dopo il crollo dell'URSS) hanno concordato diversi accordi volti alla riduzione degli arsenali nucleari, in particolare lo Strategic Arms Reduction Treaty (START I: 1991-2009, rinnovato nel 2010), e il programma "Megatons to Megawatt" (1993) per estrarre combustibile dalle testate nucleari smantellate, siglato dall'americana Usec e dalla russa Tenex. Le armi nucleari infatti utilizzano uranio altamente arricchito (highly enriched uranium - HEU), cioè con una percentuale di U235 tra il 20 e il 90 per cento. La *World Nuclear Association* stima in circa 2000 tonnellate di HEU e 260 tonnellate di plutonio derivabili dagli armamenti americani e sovietici; ad agosto 2011, il trattamento di 425 tonnellate di HEU aveva prodotto circa 12.283 tonnellate di LEU (Low enriched uranium), combustibile con una percentuale di U235 inferiore al 20 per cento. Il programma scadrà nel 2013, con l'obiettivo di 500 tonnellate di HEU trattato (sito internet Usec).

Appendice C – *Decommissioning* e gestione delle scorie

C.1 – L'effetto delle radiazioni sulla salute

La radioattività scaturisce dal processo di decadimento del nucleo di un atomo, emettendo un tipo di radiazione (le radiazioni ionizzanti) in grado di modificare la struttura della materia con cui interagiscono. Nel caso dei tessuti biologici questa interazione può portare a un danneggiamento delle cellule.

C.2 – Classificazione dei rifiuti radioattivi

I rifiuti radioattivi (“radwaste”), provenienti dalla produzione di energia ma anche dall'industria medica, sono generalmente classificati in base ai livelli di radioattività e tempi di decadimento in 6 gruppi principali, come specificato dall'IAEA (2009) e WNA (2009b) sono:

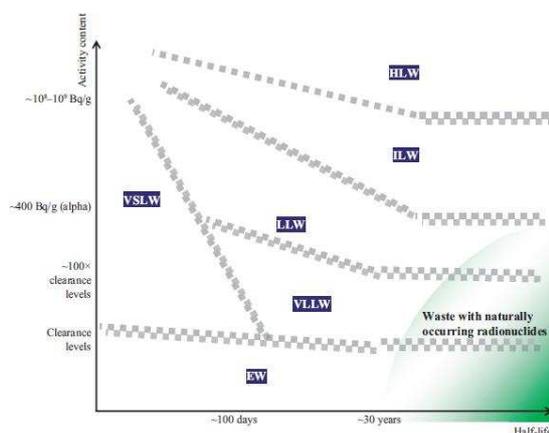
- Exempt Waste (EW): rifiuti che, passati i controlli specifici, non sono più dichiarati come radioattivi (tale definizione permane dalla vecchia classificazione IAEA-94).
- Very Short Lived Waste (VSLW): rifiuti che possono essere conservati per consentire il decadimento per un periodo di alcuni anni e in seguito dismessi dai controlli specifici (es. rifiuti medici e per ricerca).
- Very Low Level Waste (VLLW): rifiuti che non necessariamente sono classificabili come EW ma che non richiedono un livello elevato di contenimento e isolamento e sono dunque idonei ad essere conferiti ad appositi impianti di superficie (es. terre e calcinacci provenienti da impianti dismessi).
- Low Level Waste (LLW): rifiuti che devono essere controllati seppur con un limitato numero di radionuclidi ad alta attività. Questi radwaste richiedono isolamento e contenimento per periodi fino a diverse centinaia di anni e possono essere conferiti ad appositi impianti di superficie. Questa classe considera un ampio numero di rifiuti.
- Intermediate Level Waste (ILW): rifiuti che, considerata la presenza di radionuclidi ad alta attività, richiedono un maggiore contenimento ed isolamento. Se l'esigenza lo permette, possono essere conferiti a depositi superficiali che trattino la limitata dissipazione di calore, salvo la presenza di radionuclidi che richiedono un trattamento particolare (es. radionuclidi che emettono radiazioni alfa), in depositi di profondità.
- High Level Waste (HLW): rifiuti che generano significative quantità di calore dal processo di decadimento radioattivo o che contengono elevate quantità di radionuclide ad alta attività. Devono essere conferiti in depositi geologici stabili, in genere a profondità superiori a diverse centinaia di metri.

In generale, i rifiuti appartenenti alle prime quattro categorie (EW, VSLW, VLLW e LLW) costituiscono il 90 per cento del volume totale dei radwaste e appena l'1 per cento della radioattività totale (WNA 2009b), mentre i ILW costituiscono, rispettivamente, il 7 e 4 per

cento del totale. I rifiuti HLW invece, pur rappresentando meno del 3 per cento del volume totale dei rifiuti radioattivi, sono responsabili per il 95 per cento del totale delle radiazioni.

Fig. C1

Classificazione dei rifiuti radioattivi secondo lo schema IAEA (2009)



Fonte: IAEA (2009)

C.3 - I rifiuti radioattivi in Italia

I dati sui rifiuti radioattivi sono generalmente classificati in base a protocolli e guidelines che cambiano da paese a paese. La IAEA ha nel tempo prodotto delle guidelines (IAEA 1994 e 2009) e creato un'apposita matrice di conversione, la Waste Class Matrix, che include in ogni analisi dei radwaste per paese. La classificazione dei rifiuti per l'Italia (vedi Tavola C1), prodotta dall'ISPRA, coincide sostanzialmente con le 3 macro categorie dell'IAEA, fatta eccezione per gli HLW che corrispondono al 20 per cento dei radwaste di Categoria III (il restante 80 per cento finisce invece fra i Low and Intermediate Level of Waste – LILW). Per quanto concerne le stime sui rifiuti radioattivi in Italia (Tavola C2), vi sono notevoli discordanze: Valli (2008) parla di 60.000 m³, 350 tonnellate delle quali di HLW; Grimaldi (2008) invece stima in 90.000 m³ il totale dei radwaste italiani (ritorna nuovamente la cifra di 350 t di combustibile esaurito e 8.500 m³ di HLW). L'ISPRA stima al 2006 in 24.962 m³ i rifiuti di Categoria I e II e in 1.485 m³ i radwaste di Categoria III. Nel nostro studio faremo riferimento alle pubblicazioni ufficiali dell'IAEA, contenute nel Net-Enabled Radioactive Waste Management Database (NEWMDB – IAEA).

Tav. C1

Waste Class Matrix per l'Italia
(in percentuale sul totale)

	LILW_SL	LILW_LL	HLW
Categoria I	100	0	0
Categoria II	100	0	0
Categoria III	0	80	20

Fonte: IAEA (2009c)

Tav. C2

Rifiuti radioattivi ("radwaste") in Italia, per categoria e anno
(volume in metri cubi)

	<u>Rifiuti non processati</u>				TOT
	LILW_SL	LILW_LL	HLW		
2002	13.517	809	202,3		14.529
2003	13.517	809	202,3		14.529
2004	17.925	1.049	262,3		19.237
2005	18.893	1.040	206,1		20.139
2006	17.578	1.087	271,9		18.937
2007	19.211	1.009	252,4		20.473
2008	17.364	1.252	313		18.929
	<u>Rifiuti processati</u>				TOT
	LILW_SL	LILW_LL	HLW		
2002	8.112	324	80,9		8.517
2003	8.112	324	80,9		8.517
2004	7.962	252	62,9		8.276
2005	6.784	248	62		7.094
2006	7.716	129	32,2		7.877
2007	8.972	129	32,2		9.133
2008	8.848	132	32,9		9.013
	<u>Totale</u>				TOT
	LILW_SL	LILW_LL	HLW		
2002	21.629	1.133	283		23.046
2003	21.629	1.133	283		23.045
2004	25.887	1.301	325		27.513
2005	25.677	1.288	268		27.233
2006	25.294	1.216	304		26.814
2007	28.182	1.138	285		29.605
2008	26.212	1.384	346		27.941

Fonte: NEWMDB-IAEA (2010)

I dati mostrano una crescita, rispetto al 2002, prima osservazione disponibile, sia nei rifiuti non processati (cioè non sottoposti ancora a nessun tipo di trattamento) che in quelli processati: più 30 per cento e più 6 per cento rispettivamente, sul totale dei rifiuti. Per quanto riguarda i rifiuti HLW, vi è un aumento considerevole nella categoria dei rifiuti non

processati (più 55 per cento) a fronte di una altrettanto forte diminuzione dei rifiuti processati (meno 59 per cento). Non disponendo di un deposito definitivo delle scorie, i rifiuti processati vengono conservati nei siti delle stesse centrali o inviati ad impianti oltre confine, come fatto ad esempio dalla SOGIN che ha stretto una serie di accordi per il riprocessamento di 235 tonnellate di combustibile esausto con la francese Areva, presso l'impianto di Le Hague. L'accordo prevede che i rifiuti vetrificati ritorneranno in Italia sottoforma di 11 contenitori speciali entro il 2025 (SOGIN 2006). Il trasferimento delle 190 tonnellate di Caorso è stato completato nel giugno 2010 (SOGIN 2010).

C.4 – Teoria e numeri del decommissioning

Come qualsiasi impianto industriale, anche una centrale nucleare ha una durata massima di attività. Lo smantellamento, il cosiddetto “*decommissioning*”, di una centrale nucleare è una fase critica della quale si è avuta poca esperienza fino a pochi anni fa. Le centrali delle prime generazioni (costruite negli anni '60 e '70) avevano una vita media di circa 30 anni, rispetto ai 40-60 delle nuove centrali, oggi spesso estesa, con lavori di sostituzioni delle parti più vecchie, di altri 15-20 anni; ad oggi, risultano 125 centrali nucleari in “permanent shutdown” (Tavole C3 e C4), cioè in una situazione in cui la centrale è dichiarata chiusa dal proprietario in maniera definitiva. Di queste, 106 sono in fase di decommissioning, e per 7 la licenza è stata revocata (atto legale che sancisce la fine del processo di Decommissioning – IAEA 2010b). La Nuclear Energy Agency (NEA), che prevede un picco del *decommissioning* per il 2015, riporta invece 122 centrali in decommissioning, delle quali circa il 10 per cento completamente smantellate, e solo 8 reattori sopra i 100 Mwe a fronte di circa 250 reattori di ricerca “*decommissioned*” (NEA 2009).

Tav. C3

Unità in *permanent shutdown* per tipologia

Tipo	N. unità	Totale MW(e)
BWR	23	6.656
FBR	7	1.705
GCR	34	5.818
HTGR	4	679
HWGCR	4	269
HWLWR	2	398
LWGR	9	6.138
PHWR	5	307
PWR	34	15.645
SGHWR	1	92
Altri	2	87
Totale	125	37.794

Fonte: IAEA (2010a)

Unità in *permanent shutdown* per paese

Paese	N. unità	Totale MW(e)
Armenia	1	376
Belgio	1	10
Bulgaria	4	1.632
Canada	3	478
Francia	12	3.789
Germania	19	5.879
Giappone	5	1.618
Italia	4	1.423
Kazakhstan	1	52
Lituania	2	2.370
Olanda	1	55
Russia	5	786
Rep. Slovacca	3	909
Spagna	2	621
Svezia	3	1.210
Svizzera	1	6
Ucraina	4	3.515
Regno Unito	26	3.301
Stati Uniti	28	9.764
Totale	125	37.794

Fonte: IAEA (2010a)

L'International Atomic Energy Agency (IAEA) definisce 3 opzioni per il decommissioning, ormai divenute lo standard internazionale di riferimento:

- *Immediate Dismantling* (o DECON negli Stati Uniti): questa opzione prevede lo smantellamento immediato subito dopo la chiusura della centrale, in genere nell'arco di pochi mesi/anni.
- *Safe Enclosure* (SAFESTOR): questa opzione posticipa lo smantellamento finale per un periodo tra 20 e 60 (ma a volte anche di più) anni. Nel frattempo la centrale è posta in uno stato sicuro fino all'inizio delle procedure di decommissioning.
- *Entombement*: questa opzione prevede la riduzione del sito a una più piccola area a elevata sicurezza nella quale viene posto il materiale radioattivo (che quindi non verrà più rimosso), ingabbiata in una serie di strutture di cemento, fino al decadimento degli isotopi più radioattivi.

C.5 - Il finanziamento delle operazioni di decommissioning

Chi paga le operazioni di decommissioning? Tra progettazione e realizzazione (circa 10 anni), operatività (40-60 anni) e decommissioning (circa 10 anni), una centrale nucleare può abbracciare un periodo di un secolo, tipico più di opere pubbliche che private. Le forme di finanziamento principali per le operazioni di decommissioning sono le seguenti:

- finanziamento pubblico - questa opzione è valida quando lo Stato è il proprietario delle centrali; lo Stato dedica parte del suo budget annuale (come nel Regno Unito – NDA 2010) o crea un fondo apposito, creando una potenziale minaccia alla libera concorrenza nel mercato della produzione d'energia, pubblicizzando una parte rilevante dei costi di produzione (Bellona 2005);
- fondi interni dedicati e non: in questo caso (adottato nella maggioranza dei paesi membri del OECD) è l'operatore che costituisce e reperisce le risorse per un apposito fondo dedicato al decommissioning;
- fondi esterni dedicati: in questo caso i fondi necessari sono gestiti da un organismo indipendente, di nomina privata o pubblica; tale fondo può essere comune a tutte le centrali o decentralizzato a livello degli operatori.

Ognuna di queste ipotesi presenta pro e contro; il finanziamento pubblico può non essere sostenibile in presenza di crescenti limiti di budget. Il sistema dei fondi interni responsabilizza gli operatori che internalizzano il costo del decommissioning (in genere aumentando il costo per KWh dell'energia venduta). L'organismo indipendente, pur esente da possibili "tentazioni" di storno dei fondi, può sempre essere soggetto a errori di valutazione.

C.6 - Stime dei costi

In linea di principio, posticipare lo smantellamento dell'impianto (opzione *Safestor*) riduce i costi perché il decadimento delle scorie ha reso i rifiuti meno pericolosi; va però aggiunto che ad oggi esistono tecniche di riprocessamento del combustibile che, oltre a diminuire la radioattività dei prodotti di fissione (riduzione costi), produce combustibile fresco, aumentando ulteriormente il beneficio di tale operazione. Inoltre, la scelta di mantenere l'impianto in sicurezza comporta costi di sorveglianza e manutenzione dei siti non indifferenti (fra l'8 e il 13 per cento del totale dei costi – OECD 2003), che variano a seconda della grandezza dell'impianto e soprattutto del tipo di tecnologia impiegata. Negli Stati Uniti molte utilities hanno rivisto al ribasso i costi di decommissioning (WNA 2009c), ipotizzando mediamente un costo di \$320 milioni per unità, e tra 0.1 e 0.2 cents per kWh. Uno studio dell'OECD (2003), che analizza 50 esperienze di decommissioning nel mondo, riporta le seguenti stime (in USD del 2001 e al netto di alcuni outliers):

- Reattori PWR: \$200-500 per kWe (media 320, deviazione standard 195)
- reattori VVER: \$200-500 per kWe (media 330, deviazione standard 110)
- reattori BWR: \$300-550 per kWe (media 420, deviazione standard 100)
- reattori CANDU: \$270-430 per kWe (media 360, deviazione standard 70)
- per finire, i reattori gas-cooled (tra i quali), di tipo britannico, possono toccare punte di \$2600 per kWe.

Lo studio evidenzia in particolare che sia per i PWRs che per i reattori VVER, non vi è una significativa differenza, in termini di costi, fra iniziare subito il decommissioning (DECON) o ritardarlo (SAFESTOR). Lo studio riporta inoltre i costi di smontaggio sul totale dei costi di decommissioning per le varie tecnologie, oscillanti fra un quarto e un terzo del totale (Tavola C5); lo stesso non si può dire per la gestione dei “radwaste”, ove le tecnologie CANDU e GCR sono nettamente più onerose (43 per cento).

Tav. C5

Contributo medio delle principali voci di costo del decommissioning
(in percentuale sul totale)

Tipo reattore	Smontaggio	Trattamento e smaltimento radwaste
BWR	33	23
PWR	30	23
VVER	25	17
PHWR	34	43
GCR	25	43

Fonte: OECD (2003)

C.7 - Il decommissioning in Italia

In seguito al Referendum del 1987, le 3 centrali nucleari operative (Caorso, Trino e Latina) furono poste in custodia protettiva passiva, cioè spente e poste sotto custodia continua, in attesa del decidersi sul da farsi. Nel 1999, viene costituita la Società Gestione Impianti Nucleari S.p.A. (SOGIN), controllata al 100 per cento dal Ministero dell'Economia e delle Finanze, alla quale vengono conferiti gli assets dell'ENEL e dell'ENEA: le quattro centrali nucleari (1999), gli impianti di ricerca (2003) dell'Eurex di Saluggia (VC), l'Opec e Ipu di Casaccia (RM), l'Itrec Trisaia di Rotondella (MT), e l'impianto per la fabbricazione di combustibile (2005) di Bosco Marengo (AL). Le attività della SOGIN sono finanziate a mezzo della componente “A2” della bolletta elettrica, che oscilla tra 0.11 centesimi di euro per KWh a 0.31, per le utenze domestiche con consumi mensili sotto 4 GWh per il IV

trimestre 2010 – AEEG 2010). Nei primi anni di vita SOGIN ha consolidato la sua posizione, acquistando il 60 per cento di Nucleco nel 2004, preservando gli impianti esistenti. Dal 2007 vi è stata una svolta notevole, con l'approvazione di un nuovo Piano Industriale 2008-2012, che ha rivisto gli obiettivi precedenti (Tavola C6): secondo il nuovo piano, il processo di *decommissioning*, nel 2007 completo all'8 per cento raggiungerà il 41 per cento nel 2011, laddove in precedenza si stabiliva l'obiettivo del 37 per cento, e il 51 per cento nel 2012 (SOGIN 2008a). Tale nuovo impulso si riflette anche nell'ammontare degli investimenti pianificati che aumenteranno da 400 mln di euro a 490 mln, registrando, solo per il 2011, un aumento di 51 mln. Si tratta di un impegno considerevole, dal momento che nel 2007 la somma totale degli investimenti fatti a partire dal 1999 ammontava a 95 mln di euro. Nel 2009, è stato completato lo smantellamento del ciclo produttivo dell'Impianto Fabbricazione Combustibile di Bosco Marengo e, una volta ottenute le debite autorizzazioni, saranno smantellati i sistemi di ventilazione e dei servizi ausiliari.

Tav. C6

Stato decommissioning impianti SOGIN

Nome	Località	Tipo	Anno	Avanzamento al 2012 (%)	Combustibile allontanato?	Se sì, dove
Caorso	Caorso (PC)	Centrale Nucleare	1999	50	SI	Francia
Enrico Fermi	Trino (VC)	Centrale Nucleare	1999	85	NO	
Latina	Latina (LT)	Centrale Nucleare	1999	27	SI	Inghilterra
Garigliano	Sessa Aurunca (CE)	Centrale Nucleare	1999	44	SI	Eurex e Inghilterra
Eurex	Saluggia (VC)	Ricerca su combustibile	2003	48	NO	
Opec	Casaccia (RM)	Ricerca su combustibile	2003	63	NO	
Ipu	Casaccia (RM)	Ricerca su combustibile	2003	63	NO	
Itrec-Trisaia	Rotondella (MT)	Ricerca su combustibile	2003	51	NO	
Bosco Marengo	Bosco Marengo (AL)	Fabbricazione combustibile	2005	100	SI	Sconosciuto

Fonte: elaborazioni su dati SOGIN (2010) e sito internet

Sul fronte del riprocessamento del combustibile, SOGIN ha stipulato diversi accordi internazionali, fra i quali, nel 2007, uno con Areva, che prevede il trattamento in Francia di 235 tonnellate di combustibile esaurito allo scopo di recuperare elementi riutilizzabili e ridurre il volume di rifiuti radioattivi. Tale accordo ha determinato il completo trasferimento nel giugno 2010 di 190 tonnellate di combustibile conservato a Caorso verso l'impianto francese di La Hague (SOGIN 2010) mentre rimangono da trasferire 15

tonnellate da Trino e 30 dal deposito Avogadro di Saluggia⁵³. Il combustibile della centrale di Latina invece è stato trasportato negli anni '80 in Inghilterra.

⁵³ Il 9 maggio è stato completato il secondo viaggio da Avogadro fino a Le Havre; le operazioni, iniziate a febbraio 2011, prevedono l'allontanamento e riprocessamento di 164 elementi di combustibile irraggiato, per totali 30 tonnellate. – "Italian used fuel arrives in France", World Nuclear News, 9 maggio 2011

Appendice D – L'incidente di Fukushima Daiichi

L'11 marzo 2011, in seguito a un terremoto d'intensità pari al nono grado della scala Richter, un'onda anomala (cd. "tsunami") dell'altezza di 14 metri, ha investito la costa orientale del Giappone, in particolare la regione di Tohoku, sede di numerosi impianti nucleari, tra cui le centrali di Fukushima Daiichi (6 reattori, 3 dei quali in manutenzione al momento dell'evento) e Fukushima Daini (4 reattori). A differenza delle altre centrali, quella di F. Daiichi ha subito notevoli danni, emettendo sostanze radioattive nell'area circostante (sia in atmosfera che in mare). L'incidente è stato classificato al livello 7, il massimo in base alla scala INES dell'IAEA, fino ad ora utilizzato solo per l'incidente di Chernobyl, e, nel momento in cui si scrive, la situazione risulta critica (Fukushima Nuclear Accident Update Log, IAEA, 13 maggio 2011).

In base ad una prima ricostruzione dei fatti sembra che lo tsunami abbia danneggiato i cavi elettrici di alimentazione e i gruppi elettrogeni di emergenza, rendendo impossibile il raffreddamento del nocciolo del reattore. Il suo riscaldamento ha provocato la formazione di idrogeno all'interno dell'edificio del reattore; le esplosioni conseguenti hanno danneggiato le strutture di contenimento della centrale causando perdite e fuoriuscite di materiale radioattivo (WNA 2011a). Il problema ha riguardato sia i reattori attivi sia quelli fermi per manutenzione (a causa della presenza di combustibile esausto nelle piscine localizzate nei loro pressi). Si stima che a marzo 2010 nella centrale vi fossero oltre 10.149 tonnellate di combustibile esausto, quattro volte e mezzo il combustibile disponibili nei reattori⁵⁴. Il 20 maggio 2011 la TEPCO ha annunciato la definitiva chiusura ("permanent shutdown") dei reattori da 1 a 4, in attesa di decidere il da farsi sui reattori 5 e 6. La ricostruzione dell'incidente è stata recentemente rivista dalla stessa società che gestisce gli impianti, (la Tokio Electric Power Company - TEPCO)⁵⁵. In base alle ultime informazioni pervenute sussistono due ipotesi: che il terremoto abbia danneggiato il *vessel* (il guscio di acciaio che contiene il reattore) dei reattori 1, 2 e 3; oppure che il mancato raffreddamento delle barre di uranio nelle prime ore dell'incidente abbia innescato un processo di fusione del combustibile che, precipitato nella parte inferiore del *vessel*, ne ha compromesso la struttura di acciaio. Ciascuno di questi scenari comporta una revisione dei piani iniziali della TEPCO che prevedeva di portare i reattori in *safe shutdown* in 6-9 mesi, nonché una sfida per l'intera comunità internazionale che si trova a fronteggiare problemi

⁵⁴ "Greater danger lies in spent fuel than reactors", New York Times, 18 marzo 2011.

⁵⁵ "Cores damaged at three reactors", Wall Street Journal, 16 maggio 2011.

del tutto nuovo, quali la fusione totale del nocciolo. Implica poi la revisione della valutazione dei rischi sismici per le centrali che presentano design caratteristiche strutturali simili a F. Daiichi (23 impianti solo negli Stati Uniti⁵⁶).

Dopo la chiusura di Fukushima Daiichi e Daini, e di altri impianti danneggiati per un totale di 24 GWe⁵⁷, il Giappone ha dovuto far fronte ad una riduzione del 20 per cento della propria capacità di generazione elettrica: è previsto un piano di sospensioni della fornitura di energia a turnazione e senza preavviso, nonché una massiccia campagna che invita la popolazione a risparmiare energia elettrica.

⁵⁶ “At Reactor, damage worse than feared”, Wall Street Journal, 13 maggio 2011.

⁵⁷ “Japanese Power Plants Damaged or Closed by earthquake”, Bloomberg, 18 maggio 2011.

Appendice E – I quesiti referendari del 1987 e del 2011

Primo quesito

Abrogazione dell'intervento statale se il Comune non concede un sito per la costruzione di una centrale nucleare.

Quesito: "Volete che venga abrogata la norma che consente al Cipe (Comitato interministeriale per la programmazione economica) di decidere sulla localizzazione delle centrali nel caso in cui gli enti locali non decidono entro tempi stabiliti? (la norma a cui si riferisce la domanda è quella riguardante "la procedura per la localizzazione delle centrali elettronucleari, la determinazione delle aree suscettibili di insediamento", previste dal 13° comma dell'articolo unico legge 10/1/1983 n.8)".

	totale	percentuale (%)	
Iscritti alle liste	45 869 897		
Votanti	29 862 376	65,10	(su n. elettori)
Voti validi	26 043 929	87,20	(su n. votanti)
Voti nulli o schede bianche	3 818 447	12,80	(su n. votanti)
Astenuti	16 007 521	34,90	(su n. iscritti)

Risultati

		Voti	%
RISPOSTA AFFERMATIVA	SÌ	20 984 110	80,60%
RISPOSTA NEGATIVA	NO	5 059 819	19,40%
bianche/nulle		3 818 447	
Totale voti validi		26 043 929	100%

Secondo quesito

Abrogazione dei contributi di compensazione agli enti locali per la presenza sul proprio territorio di centrali nucleari o a carbone.

Quesito: "Volete che venga abrogato il compenso ai comuni che ospitano centrali nucleari o a carbone? (la norma a cui si riferisce la domanda è quella riguardante "l'erogazione di contributi a favore dei comuni e delle regioni sedi di centrali alimentate con combustibili diversi dagli idrocarburi", previsti dai commi 1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12 della citata legge)".

	totale	percentuale (%)	
Iscritti alle liste	45 870 230		
Votanti	29 871 570	65,10	(su n. elettori)
Voti validi	25 866 511	86,60	(su n. votanti)
Voti nulli o schede bianche	4 005 059	13,40	(su n. votanti)
Astenuti	15 998 660	34,90	(su n. iscritti)

Risultati

		Voti	%
RISPOSTA AFFERMATIVA	SÌ	20 618 624	79,70%
RISPOSTA NEGATIVA	NO	5 247 887	20,30%
bianche/nulle		4 005 059	
Totale voti validi		25 866 511	100%

Terzo quesito

Esclusione della possibilità per l'Enel di partecipare alla costruzione di centrali nucleari all'estero.

Quesito: "Volete che venga abrogata la norma che consente all'ENEL (Ente Nazionale Energia Elettrica) di partecipare ad accordi internazionali per la costruzione e la gestione di centrali nucleari all'estero? (questa norma è contenuta nella legge N.856 del 1973, che modificava l'articolo 1 della legge istitutiva dell'ENEL)".

	totale	percentuale (%)	
Iscritti alle liste	45 849 287		
Votanti	29 855 604	65,10	(su n. elettori)
Voti validi	26 157 518	87,60	(su n. votanti)
Voti nulli o schede bianche	3 698 086	12,40	(su n. votanti)
Astenuti	15 993 683	34,90	(su n. iscritti)

Risultati

		Voti	%
RISPOSTA AFFERMATIVA	SÌ	18 795 852	71,90%
RISPOSTA NEGATIVA	NO	7 361 666	28,10%
bianche/nulle		3 698 086	
Totale voti validi		26 157 518	100%

Il quesito del 2011

Abrogazione delle nuove norme che consentono la produzione nel territorio di energia elettrica nucleare

Quesito: "Volete voi che siano abrogati i commi 1 e 8 dell'articolo 5 del decreto-legge 31 marzo 2011 n. 34 convertito con modificazioni dalla legge 26 maggio 2011 n. 75?"

	totale	percentuale (%)	
Iscritti alle liste	47 117 456		
Votanti	26 862 995	57.01%	(su n. elettori)
Voti validi	26 574 813	98.93%	(su n. votanti)
Voti nulli o schede bianche	288 182	1.07%	(su n. votanti)
Astenuti	20 254 461	42.99%	(su n. iscritti)

Risultati

		%
RISPOSTA AFFERMATIVA	SÌ	94,05%
RISPOSTA NEGATIVA	NO	5,95%
		100%

Bibliografia

- AEEG (2010a), Dati statistici, www.autorita.energia.it/it/dati/dati_statistiche.htm.
- AEEG (2010b), “Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull’attività svolta”, www.autorita.energia.it/it/relaz_ann/10/10.htm.
- AES (2010), Atomstroyexport, “Introduction to the AES-2006 NPP design based on VVER (PWR) technology – AES-2006 intended for Loviisa 3”, www.atomeromu.hu/download/1675/AES%202006%20reaktor.pdf.
- AGNOLI S. e G. PIREDDU (2008), “Il prezzo da pagare”, Baldini Castoldi Dalai.
- BELLONA (2005), “UK nuclear industry is allegedly cheating the market”, www.bellona.org/subjects/1140449074.91/aboutussection_view.
- CHECCHI C. e R. Galletta (2010), “Shale gas e offerta di gas nel medio periodo”, Newsletter del GME, Dicembre, numero 33.
- CLÒ S. (2010), “Si fa presto a dire nucleare”, Il Mulino.
- EDF (2007), Electricité de France, “Les besoins en eau de refroidissement des centrales thermiques de production d’électricité”, www.physagreg.fr/Cours3eme/nouveau-programme/elec3/electricite3-chap4-besoin-eau-centrale-nucleaire.pdf.
- EEA (2008a), “Energy and environment report 2008”.
- EEA (2008b), “EN35 External costs of electricity production”, www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/en35-external-costs-of-electricity-production-1.
- ENERDATA (2010), “Yearbook Statistical Energy Review 2010”, yearbook.enerdata.net.
- FAIELLA I. (2010), “Il disastro petrolifero nel Golfo del Messico: una valutazione del danno e alcune indicazioni per le politiche climatiche”, mimeo.
- FAIELLA I. (2011), “Una valutazione dell’impatto della riduzione della produzione elettronucleare conseguente all’incidente di Fukushima”, mimeo.
- FAIRLIE I. (2009), “Commentary: childhood cancer near nuclear power stations”, *Environmental Health*, vol. 8, n. 43 www.ehjournal.net/content/8/1/43.
- GALLANTI M. (2006), “Valutazione economica dell’opzione nucleare nel sistema elettrico italiano”, manoscritto.
- GALLANTI M. (2010), “Impatto sul sistema elettrico della potenziale diffusione dei veicoli elettrici: uno scenario al 2030”, lavoro presentato al convegno *Scenari della domanda energetica al 2030* organizzato da AIEE e Staffetta Quotidiana il 23 giugno.
- GE (2007), General Electric, “GE, Hitachi Forge Global Alliance In Nuclear Industry” www.gepower.com/about/press/en/2007_press/060407a.htm.
- GIF (2008), “Introduction to Generation IV Nuclear Energy Systems and the International Forum” www.gen-4.org/Technology/evolution.htm.
- GRIMALDI (2008), “I rifiuti radioattivi italiani”, www.agienergia.it/Notizia.aspx?idd=104&id=50&ante=0.
- HM GOV. (2007), “Energy White Paper”.

- HVISTENDAHL (2007), “Coal Ash Is More Radioactive than Nuclear Waste”, Scientific American, www.scientificamerican.com/article.cfm?id=coal-ash-is-more-radioactive-than-nuclear-waste.
- IAEA (1994), “Classification of Radioactive Waste”, Safety Series n.111-G-1.1.
- IAEA (2001), “Analysis of uranium supply to 2050”, www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/Pub1104_scr.pdf.
- IAEA (2009), “Classification of Radioactive Waste”, General Safety Guides, www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/Pub1419_web.pdf.
- IAEA (2009b), “INES The International Nuclear and Radiological Event Scale”, www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/INES-2009_web.pdf.
- IAEA (2010a), International Atomic Energy Agency, Power Reactor Information System database (PRIS-db) www.iaea.org/programmes/a2/.
- IAEA (2010b), “Nuclear Power reactors in the world” www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/RDS2-26_web.pdf.
- IAEA (2010c), "Country Waste Profile for Italy" The Net-Enabled Waste Management Database (NEWMDB). Version 3. (February 6, 2002), newmdb.iaea.org/.
- IAEA/NEA (2010), “Uranium 2009: Resources, Production and Demand”.
- IBL (2010), Istituto Bruno Leoni, “Nucleare come? Roadmap per il ritorno dell’Italia all’atomo”, Special report, forthcoming.
- IEA (1998), “Nuclear Power”.
- IEA (2005a), “Projected Costs of Generating Electricity”.
- IEA (2005b), “Energy Statistics Manual”.
- IEA (2010a), “World Energy Outlook 2010”.
- IEA (2010b), “Projected Costs of Generating Electricity”.
- IEA (2010c), “Energy Technology Perspectives”.
- IEA (2010d), “Energy Policy of IEA Countries: France”.
- IEA (2010e), “Energy balances of OECD Countries”.
- ISPRA (2006), “Joint convention on the Safety of Spent Fuel Management and on the Safety of Radioactive Waste Management”, www.isprambiente.it/site/files/temi/ItalianReport.pdf.
- MARTUZZI M., MITIS F., IAVARONE I. e M. SERINELLI (2006), “Health impact of PM10 and Ozone in 13 Italian cities”, WHO Europe.
- MEADOWS D., D. MEADOWS e J. RANDRES (2006), “I Nuovi limiti dello sviluppo”, Mondadori.
- METI (2011), “Tohoku Pacific Earthquake and the seismic damage to the NPSs”, www.meti.go.jp/english/electricity_supply/pdf/110322_1230_factsheet.pdf.
- MIT (2009), “Update of the MIT 2003 Future of Nuclear Power Study”.

- MONCADA LO GIUDICE G. e ASDRUBALI F (2010)., “Fattore N. Tutto quello che c’è da sapere sull’energia nucleare”, Armando Editore.
- NDA (2010), Nuclear Decommissioning Authority, “Draft Strategy”, September 2010, www.nda.gov.uk/documents/upload/Draft-Strategy-published-September-2010-for-consultation.pdf.
- NEA (2009), “Decommissioning of Nuclear Facilities: it can and has been done”, www.nea.fr/rwm/reports/2009/nea6829-decommissioning.pdf.
- NEA (2010), “Nuclear Energy Data”, OECD.
- NEI (2010), “Water Use and Nuclear Power Plants” www.nei.org/keyissues/protectingtheenvironment/factsheets/waterconsumptionatnuclearpowerplants.
- O’LEARY (2004), “A new reactor for the new Europe”, Mechanical Engineering Magazine, www.memagazine.org/supparch/mepower/reactor/reactor.html.
- OECD (2003), “Decommissioning Nuclear Power Plants: policies, strategies and costs”, Nuclear Development series.
- OECD (2007), “Management of Recyclable Fissile and Fertile Materials”.
- OSBORN S., VENGOSH A., WARNER N.R. e R. B. JACKSON (2011), “Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing”, PNAS paper.
- RUSCONI (2010), “Consumo idrico dei reattori nucleari”, www.museoenergia.it/museo.php?stanza=80&ppost=670.
- SANDIA (1993), “Expert judgement on markers to deter inadvertent human intrusion into the waste isolation pilot plant”, Sandia National Laboratories Report, November 1993
- SCHNEIDER M. (2008), “Le nucléaire en France Au-delà du mythe”, www.greens-efa.org/cms/topics/dokbin/259/259489.mythbuster@en.pdf.
- SIMMONS P. (2011), “The 25th Anniversary of the Chernobyl Accident”, ageconsearch.umn.edu/bitstream/100713/2/Simmons_P.pdf.
- SOGIN (2007), “Avviato il trattamento del combustibile irraggiato per il riprocessamento in Francia” www.sogin.it/wp-content/uploads/2007/12/Roma-17-12-2007.pdf.
- SOGIN (2010), “Caorso: trasferite le ultime barre di uranio”, www.sogin.it/wp-content/uploads/2010/06/Caorso-trasferite-le-ultime-barre.pdf.
- SOVACOOOL B. K. (2008), “Valuing the greenhouse gas emissions from nuclear power: A critical survey”, *Energy Policy*, vol. 36, pp. 2940-2953.
- TALEB N. N. (2007), “Black Swans and the Domains of Statistics”, *The American Statistician*, vol. 61, No. 31, pp. 1-3.
- TEPCO (2010), “Integrity inspection of dry storage casks and spent fuel at Fukushima Daiichi Nuclear Power Station”, November 2010
- TERNA (2010), Dati statistici 2009, www.terna.it/default/Home/SISTEMA_ELETTRICO/statistiche/dati_statistici.aspx.

- THE CHERNOBYL FORUM (2006), “Chernobyl’s Legacy: Health, Environmental and Socio-economic Impacts”, second revised edition, aprile, www.iaea.org/Publications/Booklets/Chernobyl/chernobyl.pdf.
- TIME (2010), “Turning Russian nukes into U.S. energy”, September 11th 2010, www.time.com/time/nation/article/0,8599,2017465,00.html.
- TOSHIBA (2006), “Toshiba Completes Westinghouse Acquisition” Press release, www.toshiba.co.jp/about/press/2006_10/pr1702.htm.
- USEC (2010), website, www.usec.com/quickfacts.htm.
- VALLI (2008), “I rifiuti radioattivi e l’Italia”, www.agienergia.it/Notizia.aspx?idd=263&id=48&ante=0.
- WEBMINERAL (2010), “Mineral species containing Uranium”, webmineral.com/chem/Chem-U.shtml.
- WENISCH, A. (2007), “AES-92 for Belene: the mystery reactor”, www.ecology.at/files/pr529_1.pdf.
- WNA (2009a), “Military Warheads as a Source of Nuclear fuel” www.world-nuclear.org/info/inf13.html.
- WNA (2009b), “Radioactive waste management”, www.world-nuclear.org/info/inf04.html.
- WNA (2009c), “Decommissioning nuclear facilities”, www.world-nuclear.org/info/inf19.html.
- WNA (2010b), “Nuclear Power in China”, www.world-nuclear.org/info/inf63.html.
- WNA (2010c), “Nuclear Power in Korea”, www.world-nuclear.org/info/inf81.html.
- WNA (2011a), “Fukushima accident 2011”, http://www.world-nuclear.org/info/fukushima_accident_inf129.html
- WNA (2011b) “Uranium production figures, 1999-2009” www.world-nuclear.org/info/uprod.html.
- WNN (2010a), “Lithuania shuts Ignalina plant”, January 4th 2010, world-nuclear-news.org/newsarticle.aspx?id=26801&terms=ignalina.
- YUSUF M. (2008), “Does Nuclear Energy Have a Future?”.
- ZORZOLI (2010), “Corsi e ricorsi nello sviluppo tecnologico della generazione elettrica in Italia”, *Energia*, n°3.