

sono state spedite negli Stati Uniti dal porto di Trieste. Il trasferimento è avvenuto nell'ambito della *Global Threat Reduction Initiative (GTRI)*, avviata dal governo americano per mettere in sicurezza materiale nucleare presente in diversi Paesi.

## 5.2 *Il rientro dei rifiuti*

Si è già detto in altra parte della presente relazione che gli accordi con la Francia prevedono il rientro in Italia dei rifiuti prodotti dal riprocessamento entro il 2025 e che il calendario delle spedizioni dovrà essere fissato preliminarmente già entro il 2015 e definitivamente entro il 2018. Per contro, i primi contratti per il riprocessamento stipulati a suo tempo dall'ENEL con la società inglese BNFL non prevedevano alcuna clausola in tal senso. Successivamente, per evitare che l'Inghilterra divenisse il deposito dei rifiuti radioattivi prodotti dal riprocessamento del combustibile nucleare proveniente da altri Paesi, dal 1976 in tutti i contratti sottoscritti dalla BNFL è stata inserita una clausola che impegna i contraenti a far rientrare tali rifiuti nel Paese di origine.

Delle 1600 tonnellate di combustibile irraggiato italiano che, come detto, sono state riprocessate a Sellafield, 920 tonnellate sono relative a contratti anteriori al 1976, mentre 680 tonnellate circa sono relative ai due contratti sottoscritti dall'ENEL dopo quella data: un contratto del 1979, per combustibile Magnox della centrale di Latina (573 tonnellate), e un contratto del 1980, per combustibile delle centrali di Trino e del Garigliano (rispettivamente 52 e 54 tonnellate circa).

Il riprocessamento di detto combustibile ha prodotto circa 5500 m<sup>3</sup> di rifiuti radioattivi e più precisamente 17,3 m<sup>3</sup> di rifiuti ad alta attività, 847 m<sup>3</sup> di rifiuti a media attività e 4626 m<sup>3</sup> di rifiuti a bassa attività. Sono questi i volumi che dovrebbero rientrare in Italia.

Tuttavia, la parte inglese offre come opzione la possibilità di sostituire i rifiuti a bassa e media attività, che vengono condizionati in matrici cementizie, con quantità radiologicamente equivalenti di rifiuti ad alta attività, condizionati in vetro. Questa sostituzione, considerata neutra da un punto di vista ambientale, offre in generale il vantaggio di rendere più spediti i trasporti, dal momento che, a parità di contenuto in termini di attività, i volumi di rifiuti ad alta attività sono di gran lunga minori di quelli dei rifiuti ad attività bassa e media.

Nella situazione italiana, la sostituzione appare un'alternativa favorevole non solo in vista della semplificazione delle operazioni di trasporto, ma anche in considerazione dell'attuale mancanza di soluzioni di deposito e del minore impatto che, anche quando tali soluzioni saranno finalmente disponibili, le quantità di rifiuti rientranti avranno sui volumi totali di rifiuti italiani, essendo i primi, se non si procedesse con la sostituzione, non trascurabili rispetto ai secondi. Ciò è tanto più vero se si considera che, secondo le valutazioni fatte dalla Sogin, la sostituzione azzererebbe il volume di rifiuti a bassa e media attività da ricevere, elevando il volume di quelli ad alta attività solo da 17,3 m<sup>3</sup> a 18,7 m<sup>3</sup>, e si tratterebbe di un incremento che non modificherebbe il numero dei contenitori che

sarebbero comunque necessari (quattro, due per i rifiuti prodotti dal combustibile di Latina, uno per ciascuno per quello di Trino e del Garigliano). La maggiore quantità andrebbe infatti a colmare i vuoti all'interno dei contenitori stessi, lasciando quindi immutato il volume effettivo.

Queste risultanze sono state peraltro confermate direttamente alla Commissione nel corso della visita compiuta il 19 gennaio 2012 negli impianti di Sellafield, dove le è stato in particolare presentato il processo di vetrificazione con il quale vengono condizionati i rifiuti ad alta attività destinati a rientrare in Italia e le sono state illustrate le garanzie che i manufatti prodotti attraverso tale processo offrono nell'isolamento della radioattività in essi contenuta.

L'opzione di sostituzione offerta dalla *Nuclear Decommissioning Authority* (NDA, l'ente pubblico con funzioni analoghe a quelle dell'italiana SOGIN, succeduta alla BNFL) è ovviamente a titolo oneroso. In particolare, per i quantitativi di rifiuti destinati a rientrare in Italia, il costo della sostituzione sarebbe pari a circa 150 milioni di sterline.

A fronte di questa spesa vi sarebbe d'altra parte una serie di risparmi derivanti dal mancato rientro di notevoli volumi di rifiuti a bassa e media attività, mentre rimarrebbero immutati (12 milioni di sterline circa) i costi relativi al rientro dei rifiuti ad alta attività, il cui volume effettivo rimarrebbe come detto inalterato (quattro contenitori).

L'ammontare dei risparmi derivanti dalla sostituzione risulta particolarmente elevato – oltre che per la minore spesa connessa al trasporto e al deposito dei rifiuti in Italia – anche per il fatto che tutti gli altri Paesi che hanno fatto riprocessare combustibile irraggiato a Sellafield (Germania, Svizzera, Giappone, Olanda) hanno optato per la sostituzione. Pertanto, se si volessero far rientrare tutti i rifiuti senza sostituzione, l'Italia dovrebbe far fronte da sola a spese per la realizzazione, nel sito di partenza, di costose strutture necessarie per la spedizione dei rifiuti a media attività.

Una valutazione complessiva dei costi derivanti dalla spedizione di tutti i rifiuti, senza sostituzione, effettuata dalla Sogin, mostra una cifra pari a circa 270 milioni di sterline, alla quale andrebbe poi sommata quella necessaria per il deposito.

Va anche osservato che il costo della sostituzione, una volta definito, offre maggiori garanzie di stabilità di quanto possa essere per i costi delle spedizioni (che si protrarrebbero per anni) e del successivo deposito, oggi solo ipotizzabili.

Sulla base della valutazione comparativa dei costi da sostenere nel breve e nel lungo periodo qui sintetizzata, dalla quale è emersa la convenienza economica diretta dell'opzione di sostituzione, e tenuto conto degli aspetti di sicurezza, di radioprotezione e di protezione dell'ambiente, il Ministro dello sviluppo economico, accogliendo la proposta avanzata dalla SOGIN, ha emanato in data 10 agosto 2009 una direttiva con la quale impegna la SOGIN stessa a definire con la NDA un accordo di sostituzione.

All'ISPRA, quale autorità di sicurezza nucleare, viene richiesto di emettere apposite certificazioni a garanzia dei rapporti di equivalenza radiologica della sostituzione proposta.

La direttiva prevede che con l'accordo vengano fissati tempi di rientro dei rifiuti ad alta attività coerenti con gli analoghi tempi indicati negli accordi presi con la Francia (termine del rientro 2025).

## 6. *Il decommissioning degli impianti nucleari*

### 6.1 *L'attività dell'ENEL*

Si è già avuto modo di evidenziare il fatto che in Italia, dove ormai da venticinque anni non vi sono nel settore nucleare attività produttive in atto e dove gli impianti sono spenti e in attesa di smantellamento, il tema dei rifiuti radioattivi e quello del *decommissioning* degli impianti sono strettamente connessi, sia perché la gestione dei rifiuti esistenti avviene in massima parte all'interno di impianti in decommissioning, sia perché dalle operazioni di smantellamento deriveranno rifiuti radioattivi in quantità notevoli, equivalenti a quelli già oggi presenti. Ciò fa sì che i programmi di gestione dei rifiuti costituiscano una componente dei programmi di *decommissioning* e questa circostanza ha reso necessario ampliare l'ottica dell'approfondimento che la Commissione ha condotto.

Nel 1987, quando a seguito degli esiti del referendum fu sancito l'abbandono della produzione di energia da fonte nucleare, alcuni impianti del ciclo del combustibile erano già stati definitivamente spenti, così come era già stata posta fuori esercizio una delle quattro centrali elettronucleari esistenti in Italia, quella del Garigliano, chiusa con delibera del CIPE fin dal 1982, ma già non funzionante, per seri problemi tecnici, dal 1978. Con la decisione di uscire dal nucleare anche gli impianti rimanenti furono definitivamente spenti e avviati al *decommissioning*. Restarono in funzione solo l'impianto di Fabbricazioni Nucleari, a Bosco Marengo (AL), che fino al 1995 continuò a produrre combustibili nucleari per forniture all'estero, e quattro reattori di ricerca, il LENA dell'Università di Pavia, i reattori TRIGA e TAPIRO nel centro ENEA della Casaccia, il reattore AGN-1 Costanza dell'Università di Palermo, tutti ancora oggi in esercizio.

Al di là dei diversi percorsi che possono essere seguiti, il *decommissioning* (che nel linguaggio tecnico italiano è anche detto « disattivazione » e anzi è così indicato nel decreto legislativo n. 230 del 1995) inizia con il definitivo spegnimento dell'impianto e termina con il rilascio del sito esente da vincoli di natura radiologica. Questa condizione finale, come si è già detto, è denominata « prato verde », traduzione dell'espressione americana *green field*, anch'essa spesso usata. L'espressione non va peraltro intesa letteralmente, nel senso dello smantellamento e della rimozione dal sito di tutto il materiale fisicamente presente su di esso: ciò che va rimosso è la radioattività ed è quindi possibile che edifici e strutture già esenti da radioattività o del tutto decontaminati vengano lasciati sul sito per qualsiasi diversa destinazione.

Quando gli impianti italiani vennero avviati al *decommissioning* non vi erano molte esperienze precedenti. In Italia, in particolare, vi era stata solo la disattivazione di alcuni piccoli reattori di ricerca dell'ENEA nel centro della Casaccia e nel sito di Montecuccolino

(Bologna), oltre alla trasformazione del reattore Avogadro in deposito di combustibile irraggiato. Si trattava di operazioni che non avevano richiesto tecnologie particolarmente sofisticate e non potevano rappresentare una guida significativa per impianti di ben altre dimensioni e assai più complessi. Le stesse guide dell'AIEA del tempo fornivano indicazioni piuttosto generiche: nel percorso della disattivazione di una centrale venivano individuate tre fasi. Nella prima si rimuove la radioattività che può essere asportata con i mezzi normalmente disponibili sull'impianto; nella seconda si giunge a un rilascio parziale del sito, dopo aver smantellato o decontaminato le parti meno contaminate; nella terza si giunge al rilascio totale del sito, con lo smantellamento del reattore vero e proprio. Si trattava però più di fasi logiche che di fasi temporali. Le guide stesse precisavano, infatti, che tali fasi potevano essere intervallate da lunghi tempi di attesa o succedersi con continuità, così come si potevano percorrere tutte o solo alcune (al riguardo, l'effettiva significatività della seconda fase è sempre risultata dubbia).

Mentre per i propri impianti l'ENEA non predispose piani di *decommissioning*, per le centrali elettronucleari l'ENEL, che ne aveva allora la proprietà, adottò una strategia in due fasi. Nella prima fase si sarebbe raggiunta una condizione detta di « custodia protettiva passiva » attraverso operazioni di decontaminazione e di sistemazione provvisoria necessarie per consentire la conservazione degli impianti per un periodo di alcuni decenni; dopo tale periodo vi sarebbe stata la seconda fase, con lo smantellamento finale e il rilascio del sito.

La scelta di quella strategia era basata su alcuni elementi:

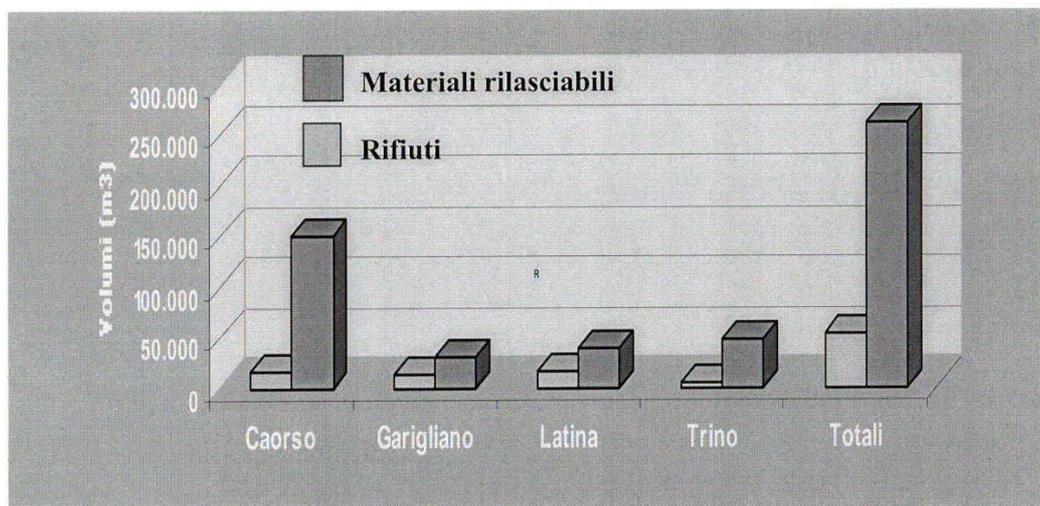
– il rinvio degli interventi più massicci di smantellamento avrebbe consentito di ridurre l'esposizione dei lavoratori grazie al decadimento dei radioisotopi a vita più breve che si sarebbe verificato;

– non vi era disponibilità di un deposito nazionale per il conferimento dei rifiuti radioattivi che lo smantellamento avrebbe prodotto;

– mancava all'epoca una chiara normativa per la definizione dei livelli di allontanamento dei materiali di risulta, la definizione, cioè – si ricorda – di soglie di concentrazione dei diversi radionuclidi al di sotto delle quali i materiali prodotti dallo smantellamento possano essere considerati non radioattivi. Si è già osservato che si tratta di parametri rilevanti nell'economia generale della disattivazione. In figura 5 sono mostrate, per le quattro centrali italiane, le quantità dei materiali potenzialmente rilasciabili pur se lievemente contaminati e dei materiali da gestire invece come rifiuti radioattivi. Dal rapporto tra i due tipi si intuiscono i maggiori oneri che si avrebbero se tutto il materiale dovesse essere gestito quale rifiuto radioattivo. I dati in figura sono stati definiti in tempi più recenti rispetto al periodo di cui si sta parlando, ma il concetto era chiaro fin da allora;

– il rinvio delle operazioni più complesse avrebbe reso possibile beneficiare di eventuali miglioramenti tecnologici;

– non vi era un’effettiva urgenza di rendere disponibili i siti (tipicamente legata non al loro rilascio, ma al loro eventuale riutilizzo come siti nucleari).



**Fig. 5 – Materiali prodotti dallo smantellamento delle centrali italiane**

A queste considerazioni se ne sarebbero forse potute aggiungere altre, meno ufficiali: le operazioni per la messa in custodia protettiva passiva rinviavano, soprattutto nella fase iniziale, interventi irreversibili sugli impianti, lasciando così spazio per possibili ripensamenti; ciò, almeno per la centrale di Caorso, la più recente. È inoltre comprensibile che per l’ENEL, la cui attività fondamentale era la produzione di energia, il *decommissioning* delle centrali non fosse al centro dell’attenzione, rappresentando una mera passività. Sta di fatto che le operazioni sui siti, per tutto il decennio successivo alle delibere con le quali il CIPE aveva disposto l’avvio al *decommissioning* degli impianti, hanno proceduto lentamente anche rispetto ai limitati obiettivi di disattivazione stabiliti all’epoca. La stessa centrale del Garigliano, spenta come si è detto dal 1978 e ufficialmente fuori servizio dal 1982, nel 2000 era ancora lontana dalla condizione di custodia protettiva passiva. Tutto ciò ha portato, sin dall’inizio delle attività, al lento accumularsi di ritardi, che si è poi tra l’altro tradotto in un inevitabile incremento dei costi.

## 6.2 L’attività della SOGIN

A metà degli anni ’90 fu l’ANPA, allora da poco istituita e incaricata delle funzioni di ente di controllo, a indicare la necessità di una generale accelerazione delle attività di messa in sicurezza dei rifiuti radioattivi e di *decommissioning* – problemi che in quel momento apparivano praticamente dimenticati – e a raccomandare per quest’ultimo un cambio di strategia: dalle due fasi intervallate da un’attesa pluridecennale ad un’unica fase, che puntasse direttamente al rilascio del sito.

A suggerire la diversa strategia vi era più di un elemento. Andava considerato innanzi tutto il rischio che nella situazione italiana, dove

non vi era più una prevedibile prospettiva di una rilevante attività produttiva in campo nucleare, dopo decenni di attesa, non solo sarebbe andata perduta ogni memoria storica degli impianti sui quali si sarebbe dovuto intervenire, ma si sarebbe potuta avere la sostanziale perdita delle competenze necessarie per effettuare gli interventi. In quel quadro, la stessa attesa per periodi non ben precisati durante i quali gli impianti si sarebbero di fatto trasformati in depositi di lungo termine di sé stessi, in siti non certo selezionati per quella funzione e in alcuni casi già di per sé critici, non poteva certo essere considerata la scelta ottimale.

Per quanto riguarda la tutela sanitaria dei lavoratori, il tempo già trascorso dallo spegnimento delle centrali e quello che sarebbe comunque trascorso prima che venissero concretamente effettuati gli interventi di smantellamento più impegnativi erano già sufficienti per un decadimento della radioattività compatibile con le dovute condizioni di radioprotezione del personale addetto, condizioni che per contro non sarebbero migliorate significativamente prolungando ulteriormente i tempi di attesa. Inoltre, con l'emanazione del decreto legislativo n. 230 del 1995 si disponeva di un adeguato quadro normativo di riferimento.

Ovviamente, in parallelo con l'adozione della nuova strategia e, più in generale, per poter gestire compiutamente l'eredità nucleare, era necessaria la realizzazione del deposito nazionale.

Sin dal 1999, anno della sua costituzione, la SOGIN ricevette quale indirizzo per il *decommissioning* delle centrali ex ENEL — attività che rappresentava lo scopo della sua nascita — l'adozione della strategia di disattivazione accelerata, cioè in una sola fase. Questa indicazione era contenuta nel documento di indirizzi strategici che il Ministero dell'industria trasmise al Parlamento il 21 dicembre 1999 ed era poi confermata dal decreto ministeriale del 7 maggio 2001, che prevedeva il rilascio dei siti entro venti anni, a condizione della disponibilità del deposito nazionale. Lo stesso termine, salvo lo slittamento del riferimento iniziale, era indicato anche dal successivo decreto ministeriale del 2 dicembre 2004, con la medesima condizione riguardante il deposito.

In base a questo indirizzo, la SOGIN presentò innanzi tutto un'istanza volta ad ottenere una prima, parziale autorizzazione per determinate operazioni di *decommissioning* della centrale di Caorso, orientate alla disattivazione accelerata, autorizzazione che fu rilasciata nell'agosto 2000, e a seguire le istanze per l'autorizzazione alla disattivazione accelerata di tutte le centrali. Il presupposto dei nuovi programmi indicato dalla SOGIN era la disponibilità del sito nazionale per il conferimento dei rifiuti radioattivi entro la fine del decennio. Sulla base di quel presupposto, i programmi prevedevano in particolare il rilascio finale del sito, in condizioni di *green field*, tra il 2018 per la centrale di Trino, la prima, e il 2023 per quella di Latina, l'ultima.

Va detto però che l'accelerazione restava sostanzialmente limitata all'espressione con cui veniva indicata la nuova strategia a una sola fase, se è vero, ad esempio, che dopo sette anni dall'adozione di tale strategia, in un'audizione tenuta il 15 maggio 2007, l'amministratore delegato della SOGIN *pro tempore* dichiarava alla Commissione

parlamentare di inchiesta sul ciclo dei rifiuti, istituita nella XV legislatura, che pur avendo la SOGIN speso sino ad allora più del 18 per cento delle risorse complessive messe a preventivo, le attività fisiche sui siti non erano andate oltre il 9 per cento di quanto programmato.

In quella occasione l'amministratore delegato indicò diversi fattori che, a suo giudizio, avevano concorso a determinare quel lento procedere delle attività, che peraltro tutt'oggi non ha visto sostanziali variazioni. Ma ad impedire l'avanzamento dei lavori secondo i programmi delineati vi sarebbe stata in ogni caso l'evidenza che il deposito nazionale per i rifiuti radioattivi non sarebbe stato disponibile né entro la fine del decennio, né negli anni immediatamente successivi. Pertanto, a partire dal 2008 le attività dovettero essere riprogrammate non solo e non tanto per tenere conto dei ritardi accumulati, quanto per adottare una nuova logica che non includesse lungo il percorso critico la disponibilità del deposito nazionale.

I nuovi programmi non vennero più basati sull'ipotesi di una data in cui il deposito divenisse disponibile, ma sostituirono l'obiettivo del *green field* con quello del *brown field*. Ciò significava, in pratica, puntare sullo smantellamento « immediato » degli impianti senza più attendere che venisse realizzato il deposito nazionale; allontanare dai siti i materiali rilasciabili; stoccare sui siti stessi i rifiuti radioattivi già presenti e quelli prodotti dallo smantellamento utilizzando le strutture di deposito esistenti o costruendone di nuove (è da questo stoccaggio che deriva la denominazione di *brown field*). In questa nuova logica, i rifiuti saranno trasferiti al deposito nazionale quando questo sarà disponibile e verranno allora smantellate anche le strutture di deposito sui siti e si potrà procedere al loro rilascio.

Una variante rispetto a questo *iter* venne prevista per la centrale di Latina, dove le caratteristiche particolari del reattore suggeriscono di non procedere al suo smantellamento prima che sia disponibile il sito nazionale. Anche per essa si possono comunque effettuare smantellamenti parziali, con una logica analoga a quella degli altri siti.

Con i programmi predisposti nel 2008, lo smantellamento — pur con il significato diverso che assumeva nell'ambito del *decommissioning*, del quale non costituiva più l'atto finale — risultava in molti casi anticipato rispetto ai programmi precedenti, in qualche caso anche in misura notevole. Le scadenze più ravvicinate, con un evidente eccesso di ottimismo, erano fissate per l'impianto di Bosco Marengo, con il termine dello smantellamento previsto nel 2009, e per la Centrale di Trino, con il termine nel 2013.

Una revisione dei programmi è stata effettuata nel 2010, mantenendo la stessa logica di assumere come obiettivo il raggiungimento delle condizioni di *brown field*, ma con un generale slittamento, da tre a sei anni, a seconda dei siti, del termine delle operazioni di smantellamento. I programmi 2010, inoltre, contengono anche una previsione della data per il rilascio incondizionato dei siti, cioè del raggiungimento del *green field*, con lo svuotamento dei depositi provvisori di rifiuti costituiti su ciascun sito e la loro demolizione finale. Tale previsione è basata sull'ipotesi di disponibilità del deposito nazionale a partire dal 2020 e sulla possibilità quindi di trasferire in

esso, iniziando da quella data, i rifiuti radioattivi conservati sui ogni sito, pronti per i trasferimento.

I programmi temporali del piano 2010 sono stati interamente confermati nel 2011, con la sola eccezione dello slittamento di un anno (dal 2018 al 2019) per il raggiungimento delle condizioni di *brown field* sul sito di Trino, slittamento che la SOGIN imputa al ritardo di un anno con cui è stata rilasciata l'autorizzazione e alla sospensione, tuttora in atto, delle spedizioni del combustibile irraggiato verso la Francia.

Un confronto complessivo tra i programmi 2004, i programmi 2008 e i programmi 2010 è presentato in tabella 5.

Impianto	Programma 2004 Previsione rilascio finale dei siti (green field)	Programma 2008 Previsione fine smantellamenti (brown field)	Programma 2010	
			Previsione fine smantellamenti (brown field)	Previsione Rilascio finale del sito (green field)
Caorso	2019	2019	2024	2026
Trino	2018	2013	2018	2024
Latina	2023	2018	2021	2035
Garigliano	2021	2019	2024	2025
Bosco Marengo	2015	2009	2012	2022
Casaccia	2018	2018	2021	2025
Saluggia	2021	2019	2025	2029
Trisaia	2021	2019	2023	2026

Tab. 5 – Programmi SOGIN 2004, 2008 e 2010

Le attività sui siti continuano comunque ad apparire non ottimali. Secondo i dati forniti dal Ministro dello sviluppo economico nel corso dell'audizione del 2 marzo 2012 il lavoro sino ad allora svolto poteva essere quantificato intorno al 12 per cento del piano complessivo. In particolare, la centrale di Caorso era a uno stato di avanzamento del 16 per cento, quella di Trino del 14, quella di Garigliano dell'11, quella di Latina del 6. Eurex era all'8 per cento, Itrec al 13, Opec, in Casaccia, al 15 e infine Bosco Marengo al 57 per cento, ma si tratta in questo caso dell'impianto più semplice, scelto dalla SOGIN alla stregua di progetto pilota che avrebbe dovuto essere portato a termine prima nel 2009, poi nel 2012. Se si estrapolassero questi dati si giungerebbe a ritenere i programmi della Sogin largamente ottimistici.

Un problema particolare riguarda la movimentazione del combustibile, attività per la quale, fino al 2010, la SOGIN poteva vantare la conclusione di alcune attività in taluni casi di complessità tecnica anche notevole, come in particolare lo svuotamento e la bonifica della piscina dell'impianto Eurex, ma anche l'allontanamento delle 185 tonnellate di combustibile già presenti nella piscina della centrale di Caorso. Altrettanto non sembra potersi dire del periodo più recente, quando si è sostanzialmente arrestato, per la sovrapposizione con la vicenda TAV, il trasferimento in Francia del combustibile irraggiato ancora presente a Trino e nel deposito Avogadro. Il termine di fine

2012 fissato con la controparte francese per la conclusione delle spedizioni è evidentemente superato e questo, al di là di ogni eventuale aggravio degli oneri contrattuali, avrà inevitabili riflessi sui programmi, in particolare su quelli di Trino, riflessi tanto maggiori quanto più lentamente procederà il trasferimento.

Nel corso dell'audizione del 4 ottobre 2011, il presidente della Sogin ha dichiarato che, per dare un « segnale » della propria attività, la SOGIN è giunta alla « scelta politica » di intensificare gli smantellamenti di parti convenzionali (cioè non « radioattive ») degli impianti. Un esempio tra i maggiori è rappresentato dallo smantellamento del pontile della centrale di Latina, avvenuto nell'estate 2011, e che peraltro — come è stato fatto osservare al presidente della SOGIN in sede di audizione — non ha raccolto in ambito locale unanime apprezzamento. Spingere sullo smantellamento di edifici o strutture convenzionali costituisce una scelta che, benché possa apparire irrilevante sotto il profilo della riduzione del rischio radiologico, non si può dubitare rientri nel più generale ambito dei programmi di smantellamento e di bonifica ambientale dei siti nucleari.

Secondo il presidente della SOGIN il consiglio di amministrazione della società, nominato nell'ottobre 2010, si sta sforzando per rendere il più celere possibile il processo di smantellamento, « celerità che ovviamente dipende dal ritmo delle autorizzazioni che le agenzie deputate, quindi finora l'Ispra, devono concederci ». Solo rispondendo alle domande postegli è entrato più esplicitamente sull'argomento, confermando in ogni caso quanto prima sinteticamente accennato: « Sul problema dei tempi voglio essere estremamente chiaro, perché questo problema si collega a quello evidenziato nella mia introduzione dei condizionamenti della nostra attività. Nelle parole che ho pronunciato e in quello che dirò vi pregherei davvero di non leggere alcun elemento critico nei confronti degli enti autorizzativi, allo stato attuale per noi Ispra. Quando l'Agenzia per la sicurezza nucleare prenderà vita, ci sarà un cambio dall'una all'altra. Il problema di procedure e di livelli autorizzativi indubbiamente esiste per ragioni comprensibili e per certi versi auspicabili, perché in un settore come questo un regime autorizzativo non garantista sarebbe motivo di allarme per tutti noi, perché voi siete membri del Parlamento noi siamo Sogin, ma siamo tutti cittadini italiani, quindi è interesse comune che tutto si svolga nella massima sicurezza e trasparenza. È bene quindi che ci sia un regime autorizzativo rigoroso e di altissimo livello. Certamente impone tempi molto lunghi per avere delle autorizzazioni, tempi che non dipendono da noi se non sotto un profilo — e su questo posso assicurare il massimo impegno della società — perché le autorizzazioni sono il frutto di un raccolta di dati, di un'istruttoria a cui Sogin contribuisce. Cerchiamo di fare al meglio la nostra parte, ovvero di fornire tutti i dati nella maniera che Ispra si attende per rendere più spedito il procedimento, ma i procedimenti sono estremamente lunghi ».

Nella valutazione della SOGIN il lento procedere delle attività sui siti è quindi il riflesso del lento procedere delle attività autorizzative — una posizione che è stata talora ribadita alla Commissione anche nel corso dei sopralluoghi condotti su siti stessi — ed è comunque conseguenza del sistema di controllo in atto. In un documento

trasmesso dalla stessa SOGIN (presentazione del programma a vita intera di smantellamento e chiusura del ciclo del combustibile e piano triennale 2012-2014) si legge al riguardo: « L'applicazione restrittiva delle normative di sicurezza nucleare applicate allo smantellamento e al mantenimento in sicurezza da parte dell'Autorità di controllo generano prescrizioni vincolanti che comportano spesso modifiche progettuali e maggiori oneri documentali, rendendo molto più complesso l'iter autorizzativo ».

Alla Commissione sono state tuttavia presentate anche valutazioni più complesse, in particolare da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, nell'audizione del 31 gennaio 2012. In quella occasione è stata certamente confermata la lentezza delle procedure autorizzative, una lentezza che però non sarebbe ascrivibile ad un ben determinato soggetto, ma alla filiera amministrativa, e, per questo aspetto, più difficile da correggere: « Deve intervenire una serie di soggetti per l'autorizzazione. Il problema è mettersi d'accordo con le regioni, i comuni, le autorità locali, territoriali, centrali. C'è una specie di rimbalzo, all'interno del circuito, che è difficile anche individuare ». Questa lentezza fa da schermo ad altre cause, che esistono, anche se è difficile quantificarne i rispettivi effetti:

– quella del *decommissioning* è una tecnologia non consolidata, che richiede studi, lavori e valutazioni e che ha comportato difficoltà anche nell'organizzarsi;

– sono state prese o sono mancate decisioni strategiche, di carattere politico, a livello nazionale. Il ritardo del deposito nazionale non è ad esempio un fatto neutrale. La sua mancanza nei tempi prestabiliti ha comportato la necessità di cambiare la strategia, di pensare a depositi temporanei sui siti, di portare il combustibile all'estero. Sono state attività aggiuntive che hanno necessariamente sconvolto i tempi;

– le regole e le norme tecniche non sono fisse, ma subiscono evoluzioni anche in corso d'opera: l'incidente di Fukushima (avvenuto peraltro quando il ritardo oggi esistente si era costituito ormai per intero) ha comportato, ad esempio, modifiche nelle norme di sicurezza che hanno richiesto ulteriori studi e valutazioni;

– vi sono ritardi dovuti alla SOGIN e molto è dovuto al fatto che in questo periodo non vi è stata una *governance* stabile e che ogni volta che è cambiata *governance* sono cambiate anche la strategia e le idee di lavoro.

È possibile che con quelle indicate dall'Autorità non si esauriscano le cause che hanno contribuito a determinare i ritardi che si sono registrati. Su questi aspetti, la Commissione non ha potuto acquisire la posizione formale dell'ISPRA. In ogni caso l'Istituto, aggiornando le informazioni a suo tempo fornite e comunicando in particolare l'avvenuto rilascio delle autorizzazioni *ex* articolo 55 del decreto legislativo n. 230 del 1995 per il *decommissioning* delle centrali di Trino e del Garigliano, ha osservato che, se tali autorizzazioni permetteranno alla SOGIN di programmare al meglio le relative attività, queste « sino ad oggi hanno comunque potuto

procedere grazie ad altri atti autorizzativi previsti dalla legge, emanati con tutta la tempestività consentita dalla loro rilevanza ». Ha ricordato, inoltre, che già nel 2000 era stato rilasciato alla SOGIN un primo decreto di autorizzazione per la centrale di Caorso inerente ad alcune operazioni preliminari connesse alla disattivazione della centrale stessa e che alcune di tali operazioni, in particolare quelle relative al condizionamento dei rifiuti pregressi, sono tuttora da completare.

In effetti, nel corso dei sopralluoghi effettuati su diversi siti, la Commissione ha potuto rilevare più di un caso di operazioni autorizzate anche da tempo e non ancora attuate, anche per l'intrecciarsi di attività diverse, propedeutiche l'una all'altra.

In ogni caso, quali che ne siano le cause e al di là degli effetti concreti che ciò possa aver provocato sui siti nucleari, resta il fatto che tempi complessivi dell'ordine del decennio per il rilascio di un'autorizzazione, comprendente peraltro la procedura di valutazione di impatto ambientale, sono da considerare un'anomalia.

Una risposta a questo problema ha cercato di darla la legge 24 marzo 2012, n.27, di conversione del decreto legge 24 gennaio 2012, n.1, che, all'articolo 24, sotto la rubrica « Accelerazione delle attività di disattivazione e smantellamento dei siti nucleari », prevede quanto segue:

1) i pareri riguardanti i progetti di disattivazione di impianti nucleari, per i quali sia stata richiesta l'autorizzazione di cui all'articolo 55 del decreto legislativo 17 marzo 1995, n. 230, da almeno dodici mesi, sono rilasciati dalle amministrazioni competenti entro centoventi giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto. A tal fine, le osservazioni delle amministrazioni previste dalle normative vigenti sono formulate all'ISPRA entro sessanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto. Su motivata richiesta dell'amministrazione interessata, il termine di cui al primo periodo può essere prorogato dall'amministrazione precedente di ulteriori sessanta giorni;

2) qualora le amministrazioni competenti non rilascino i pareri entro il termine previsto al comma 1, il Ministero dello sviluppo economico convoca una conferenza di servizi, che si svolge secondo le modalità di cui alla legge 7 agosto 1990, n. 241, al fine di concludere la procedura di valutazione entro i successivi novanta giorni.

I termini previsti dalle nuove disposizioni, pur se diversamente articolati, non sono peraltro sostanzialmente diversi da quelli indicati dall'articolo 56 del decreto legislativo n. 230. Più significativi, ai fini dell'accelerazione delle procedure, appaiono due elementi. Il primo è la soppressione, già avvenuta ad opera dal decreto legislativo 15 febbraio 2010, n. 31, così come modificato dal decreto legislativo 23 marzo 2011, n. 41, della commissione tecnica per la sicurezza nucleare e la protezione sanitaria di cui all'articolo 9 del predetto decreto legislativo n. 230, la quale sarebbe dovuta intervenire nel corso della procedura, all'interno dell'elaborazione del parere dell'ISPRA, soppressione avvenuta nel contesto del progettato ritorno all'energia nucleare e la cui opportunità avrebbe forse meritato,

peraltro, qualche più attenta riflessione. Il secondo elemento è l'esplicito riferimento allo strumento della conferenza dei servizi, uno strumento tuttavia non nuovo, essendo stato introdotto dalla legge sin dal 1990 e al quale si sarebbe potuto accedere indipendentemente dal richiamo ad esso, contenuto nelle nuove disposizioni. Tra l'altro, come l'ISPRA ha ricordato, già per l'autorizzazione di alcune specifiche operazioni di *decommissioning* della centrale di Caorso, rilasciata in breve tempo nell'agosto 2000, venne fatto ampio ricorso alla conferenza dei servizi.

In ogni caso, a seguito delle nuove norme, nell'agosto 2012 è stata rilasciata l'autorizzazione al *decommissioning* della centrale di Trino e in settembre quella della centrale del Garigliano ed è attesa a breve l'autorizzazione per la centrale di Caorso.

Va anche osservato che lo stesso articolo 24 della legge n. 27 del 2012 stabilisce anche che, per favorire lo svolgimento dei programmi di *decommissioning*, le relative autorizzazioni valgono anche quale dichiarazione di pubblica utilità, indifferibilità e urgenza, costituiscono varianti agli strumenti urbanistici e sostituiscono ogni provvedimento amministrativo, autorizzazione, concessione, licenza, nulla osta, atto di assenso e atto amministrativo, comunque denominati, previsti dalle norme vigenti, costituendo titolo alla esecuzione delle opere. È auspicabile che questi atti segnino l'inizio di una fase di maggiore e più efficiente operatività sui siti.

### 6.3 *Prospettive di mercato*

Nel corso dell'attività svolta sul tema, la Commissione ha potuto constatare che sul *decommissioning* degli impianti nucleari si è aperto, a livello internazionale, un mercato di notevole interesse, con ampie prospettive di sviluppo. Su questo argomento la Commissione ha ricevuto informazioni, in particolare, negli incontri avuti con importanti aziende che operano in quel campo in occasione del sopralluogo effettuato sull'impianto di riprocessamento di Sellafield. A quanto si è appreso, a fronte di quelle prospettive, si stanno stringendo accordi industriali e si stanno costituendo *joint venture*, dove però l'Italia non sembra rappresentata, o quanto meno, non è presente quanto le attività in ambito nazionale potrebbero consentire, in termini di acquisizione di *know how*. D'altra parte, le cifre che la banca dati PRIS – *Power Reactor Information System* – dell'AIEA presenta sono sufficienti a quantificare il potenziale di sviluppo del settore: nella sola Unione europea, oltre alle quattro centrali italiane, vi sono attualmente ottantaquattro centrali spente, in fase di *decommissioning*. È inoltre prevedibile che almeno altre trenta saranno definitivamente chiuse nel prossimo decennio per raggiunti limiti di età. Ad esse vanno aggiunti i reattori di ricerca e gli altri impianti del ciclo del combustibile, anch'essi già chiusi o prossimi alla chiusura. Si tratta quindi di un mercato, per parlare solo di quello europeo, valutabile complessivamente in decine di miliardi di euro (si può pensare a una stima del costo medio dello smantellamento di un impianto di 500 milioni di euro) che potrebbe tra l'altro offrire una prospettiva di maggior respiro a una società

come la SOGIN, la quale, se i suoi attuali programmi venissero confermati, già a partire dal 2016 e sino al 2026 dovrebbe ridurre il personale nella misura media di ottanta unità all'anno, dal numero massimo raggiunto di novecento unità, per arrivare a un organico di cento unità, che si ridurrebbe poi ulteriormente, fino a dimezzarsi, nel corso del decennio successivo (figura 6).

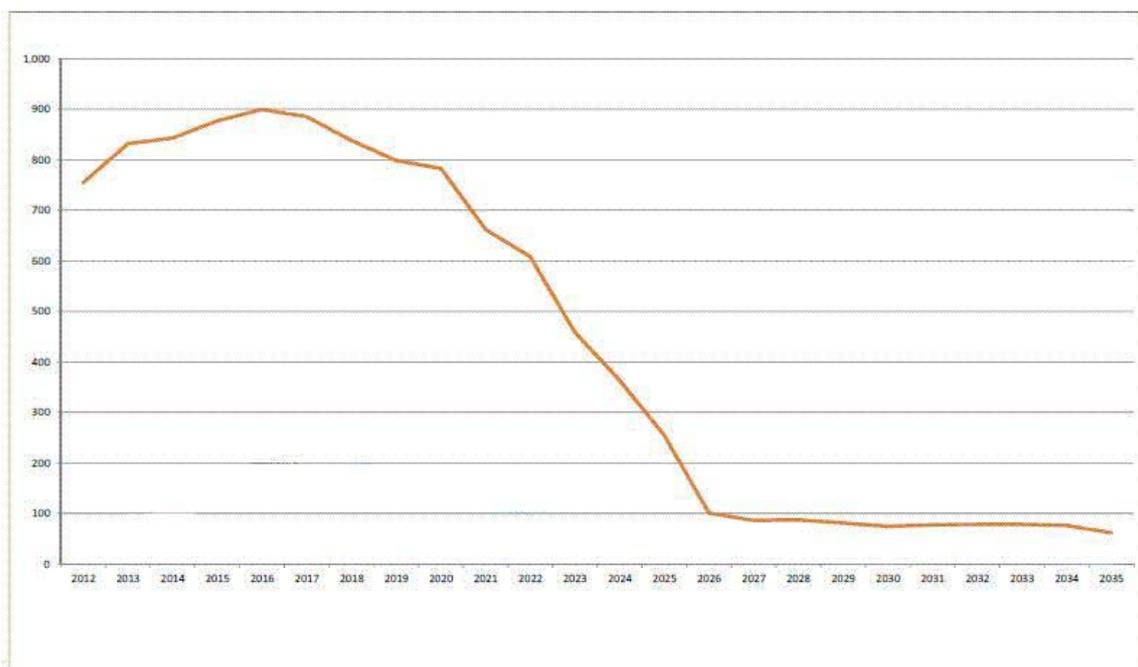


Fig. 6- Andamento nel tempo di personale SOGIN addetto alla commessa nucleare

Ciò promuoverebbe anche il ruolo della controllata NUCLECO, alla quale sono attribuite le attività commerciali nazionali e internazionali.

Nell'audizione del 7 marzo 2012, alla richiesta di un giudizio sulle possibilità di impegno sul mercato estero, il Ministro dello sviluppo economico ha risposto – certo giustamente, ma forse troppo sbrigativamente – che al momento esse non rappresentano la priorità. È in ogni caso ovvio che, affinché quelle possibilità possano concretizzarsi, sarà comunque necessario che le competenze vengano messe alla prova sulle operazioni di *decommissioning* tecnologicamente più qualificanti, al di fuori delle quali il *decommissioning* non si discosta significativamente dagli smantellamenti industriali o addirittura dalle demolizioni civili.

D'altra parte, la prospettiva di una positiva ricaduta delle attività di *decommissioning* da condurre in Italia, in termini di qualificazione di un settore industriale, era stata espressamente menzionata già nel documento di indirizzi del dicembre 1999 del Ministero dell'industria come una delle motivazioni della scelta della strategia del *decommissioning* accelerato, la sola capace di far accrescere in tempi utili le competenze su tecnologie realmente qualificanti: « tale strategia, se accoppiata ad una strategia industriale, può cogliere le opportunità offerte dal mercato internazionale relativamente allo smantellamento degli impianti nucleari, tenendo conto che nel prossimo ventennio

circa la metà dell'attuale parco mondiale di centrali nucleari raggiungerà il termine della vita utile di progetto ».

#### 6.4 I costi

Una prima stima dei costi connessi alla chiusura dell'eredità lasciata dalle attività nucleari svolte in Italia venne fatta, nel 1999, nel più volte citato documento di indirizzi strategici del Ministero dell'industria. In tale stima, il costo complessivo delle operazioni di *decommissioning* di tutti gli impianti italiani — centrali e impianti del ciclo del combustibile — veniva valutato in 5 mila miliardi di lire dell'epoca. Lo stesso documento metteva tuttavia in guardia rispetto alle difficoltà che allora la stima presentava, sia perché riferita a operazioni destinate a essere svolte in un periodo medio-lungo, presumibilmente in situazioni normative di tutela ambientale differenti e in un quadro tecnologico in evoluzione, sia per la totale indisponibilità di un precedente attendibile o rappresentativo di un complesso di installazioni nucleari che avesse completato lo smantellamento con la chiusura del ciclo del combustibile.

Il documento conteneva anche una stima dei costi della realizzazione del deposito nazionale. L'investimento previsto per l'impianto di smaltimento dei rifiuti a bassa attività e per il deposito temporaneo del combustibile irraggiato e dei rifiuti ad alta attività condizionati era pari a circa 600 miliardi di lire in moneta 1999. Tale importo non teneva conto dei costi aggiuntivi per il territorio correlati alla presenza del deposito e di quelli connessi agli interventi orientati allo sviluppo del territorio. Infine, per quanto riguarda la sistemazione del combustibile irraggiato, per il quale era allora previsto lo stoccaggio a secco in contenitori *dual purpose*, la stima era di 400 miliardi di lire, sempre in moneta 1999.

Era in sintesi prevista una spesa complessiva di circa 6 mila miliardi di lire, alla quale si sarebbero dovuti aggiungere circa 50 miliardi di lire di spesa annua per i costi di gestione.

Rispetto a quelle stime iniziali, quelle attuali sono quasi triplicate.

Per quanto riguarda il deposito nazionale, si è già detto che, nella stima indicata dal Ministro dello sviluppo economico, gli investimenti complessivi ammontano a 2,5 miliardi di euro, cifra comunque non confrontabile con altre poiché comprende, oltre alle spese per la localizzazione e la realizzazione del deposito nazionale, quelle relative alla realizzazione del parco tecnologico al cui interno è previsto l'inserimento del deposito stesso.

In precedenza si è anche accennato che i costi previsti dall'attuale piano a vita intera elaborato dalla SOGIN ammontano a 6,7 miliardi di euro. In figura 7, estratta dal piano stesso, è presentata la ripartizione dell'ammontare complessivo tra i costi per il *decommissioning* (che comprendono i costi di smantellamento, i costi di conferimento dei rifiuti al deposito nazionale e i costi di *project management*), i costi per la gestione del combustibile, i costi di mantenimento in sicurezza, di gestione siti e manutenzioni; di sede e di personale, raggruppati sotto la voce « altri costi », nonché i costi per lo smantellamento del deposito Avogadro (che non è proprietà SOGIN) per la quota ascrivibile agli oneri nucleari. Ciascuna voce, così come

i costi totali, è suddivisa tra quanto speso al 31 dicembre 2010 e la cifra stimata per giungere al termine delle operazioni.

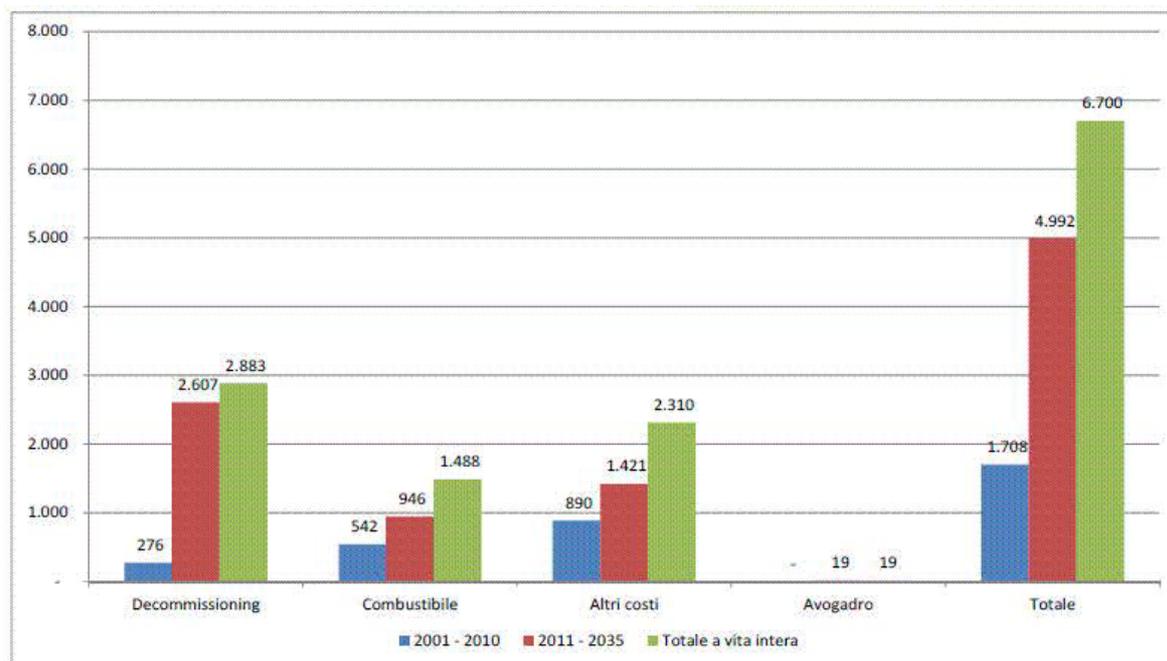


Fig. 7 – Costi del piano a vita intera SOGIN

Nella figura 8, anch'essa estratta dal piano a vita intera, è mostrata la scomposizione della voce « altri costi » tra gli elementi che la compongono, nonché, anche in questo caso, la ripartizione tra quanto speso a tutto il 2010 e quanto è previsto per il futuro.

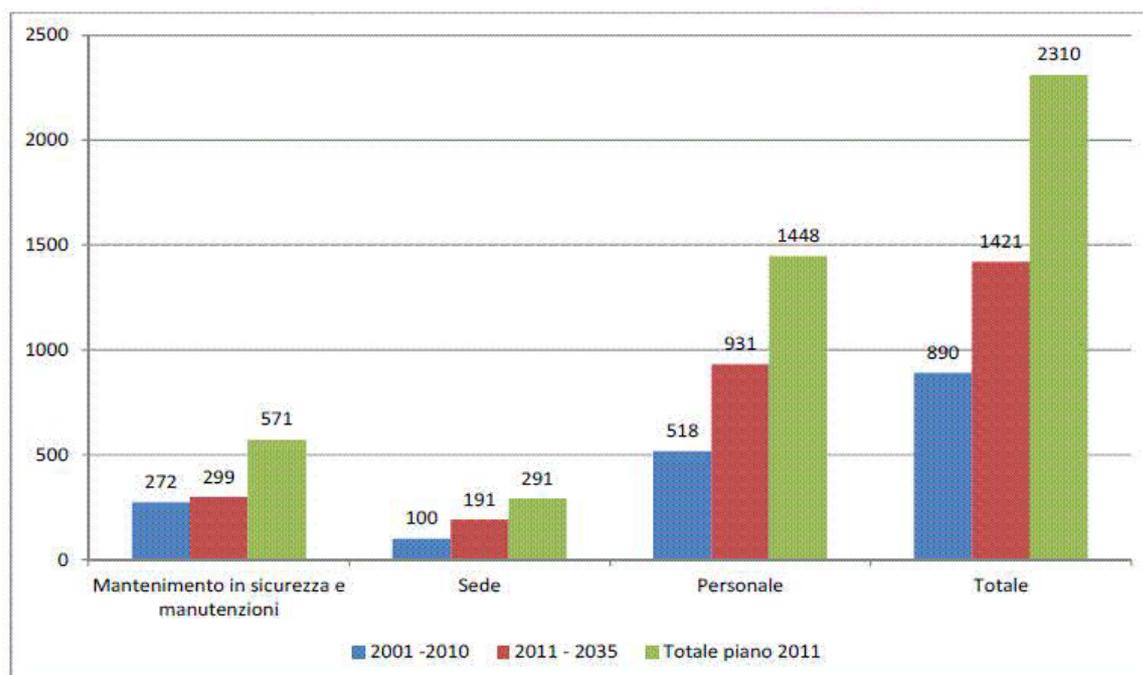


Fig. 8 – Costi per le singole voci componenti degli altri costi

Le stime di costo sin qui presentate, elaborate dalla SOGIN nel 2011, mostrano un incremento complessivo del 2,7 per cento rispetto all'analogo piano 2010, nel quale l'ammontare totale dei costi stimati era pari a 6.523 milioni di euro. Da parte SOGIN si evidenzia come tale incremento sia pari al tasso di inflazione registrato nell'anno e che, se si escludono gli aumenti relativi al combustibile nucleare dovuti a circostanze specifiche – la rivalutazione del contratto per il riprocessamento del combustibile di Latina e la sospensione delle spedizioni verso la Francia – l'incremento scende al 2,2 per cento, inferiore quindi al tasso di inflazione.

Vanno però anche evidenziati gli incrementi, notevolmente più sensibili, che vi sono stati rispetto alle stime che la stessa SOGIN aveva prodotto negli anni precedenti. In particolare, secondo i dati forniti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, il piano a vita intera del 2008 prevedeva una spesa complessiva – riportata alla moneta 2010 – pari a 5.442 milioni di euro: rispetto a essa le previsioni più recenti mostrano, dunque, un aumento del 23 per cento. A loro volta le previsioni del piano 2008 presentavano un incremento del 15 per cento rispetto a quelle del piano 2006, che, sempre rivalutate alla moneta 2010, erano pari a 4.727 milioni di euro. Complessivamente, l'aumento delle stime dei costi dal 2006, a moneta costante, è stato del 42 per cento.

Le analoghe previsioni dei programmi SOGIN 2001 e 2004, anche queste riportate alla moneta 2010, erano rispettivamente pari a 3.796 milioni di euro e 4.483 milioni di euro, dati comunque non direttamente raffrontabili con quelli dei programmi successivi, essendo nel frattempo mutata la strategia per la gestione del combustibile irraggiato.

I costi connessi allo smantellamento delle centrali elettronucleari, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse e conseguenti sono inclusi tra gli oneri generali del sistema elettrico. Tali oneri sono posti a carico dei clienti finali del sistema tramite una specifica componente tariffaria l'A2, che alimenta un apposito conto istituito presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico. L'entità di tale componente è determinata e periodicamente modificata dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas e varia in funzione del tipo di utenza e dei relativi consumi: per utenze di tipo domestico oscilla tra 0,1 e 0,2 centesimi di euro per chilowattora circa, mentre per utenze di altro tipo la variabilità è tra 0,1 e 0,04 centesimi di euro per chilowattora circa. La tabella 6, elaborata dall'Autorità, mostra l'andamento negli anni del valore medio della componente.