



Autorità per l'energia elettrica e il gas

**La regolazione delle tariffe elettriche
per la liberalizzazione del mercato**

**Nota per il Governo
ai sensi dell'articolo 2, comma 6, della legge 14 novembre 1995, n. 481**

Milano, 5 luglio 1999

SOMMARIO

1	Premessa.....	3
2	Contesto normativo.....	4
3	Regolazione tariffaria dell'accesso alle reti e del loro uso	6
4	Regolazione tariffaria della fornitura ai clienti vincolati.....	7
A.	Generazione dell'energia elettrica.....	7
B.	Trasmissione dell'energia elettrica.....	9
C.	Distribuzione dell'energia elettrica e attività di vendita.....	9
D.	Oneri di sistema e finanziamento delle attività di interesse generale	10
5	Determinazione del livello tariffario iniziale	10
6	Dinamica tariffaria	14
7	Regolazione della qualità del servizio e valori tariffari	17
8	Ricavi delle imprese elettriche nel nuovo ordinamento tariffario	17
9	Liberalizzazione del settore elettrico: <i>stranded cost</i> e plusvalenze	18
10	Valutazione del capitale investito a fini regolatori e valore delle imprese elettriche	20
11	Implicazioni del nuovo ordinamento tariffario per i consumatori di energia elettrica.....	22
	Appendice 1 – Metodo del Capital Asset Pricing Model per la determinazione del tasso di rendimento richiesto dal mercato per il capitale di rischio di imprese elettriche	23
	Appendice 2 - Riferimenti internazionali per la fissazione dell'obiettivo di variazione del tasso annuale di produttività delle imprese elettriche	25
A.	Francia.....	25
B.	Inghilterra e Galles	25
C.	Norvegia.....	26
	Appendice 3 – Liberalizzazione della generazione elettrica e rendita idroelettrica..	27
	Appendice 4 - Riferimenti internazionali sul rapporto tra valutazione del capitale investito a fini regolatori e valutazione di mercato delle imprese elettriche.....	29
A.	Le imprese di distribuzione di energia elettrica dell'Inghilterra e del Galles.....	29
B.	Le imprese elettriche integrate spagnole	30

1 Premessa

1.1 La presente nota illustra i criteri cui l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) intende attenersi nella determinazione delle tariffe dell'energia elettrica. La nota è stata predisposta nell'ambito dell'attività consultiva e di segnalazione al Governo prevista dall'articolo 2, comma 6, della legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95). La nota tiene conto degli incontri con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica e con il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, i quali la hanno richiesta con lettera del 15 giugno 1999, anche al fine di procedere al collocamento sul mercato dei capitali di una prima tranche dell'Enel Spa.

1.2 La nota:

- a) presenta e descrive l'impostazione e i criteri che l'Autorità ha finora seguito e intende seguire per la definizione e l'attuazione del nuovo ordinamento tariffario, con particolare riferimento:
 - alla fissazione dei livelli tariffari iniziali;
 - alle modalità di aggiornamento dei livelli tariffari negli anni successivi;
- b) presenta la posizione dell'Autorità per quanto riguarda l'individuazione degli oneri generali afferenti al sistema elettrico e per quanto concerne sia le minusvalenze e gli altri oneri a carico delle imprese elettriche connessi con il processo di transizione del settore verso il nuovo assetto liberalizzato, sia le plusvalenze che potranno determinarsi a seguito del processo di liberalizzazione;
- c) contiene alcune considerazioni sul rapporto tra regolazione tariffaria e valore delle imprese elettriche, con particolare riferimento all'Enel Spa, in vista della sua privatizzazione.

1.3 L'Autorità ha avviato il riordino del sistema tariffario, emanando diversi provvedimenti; tra i principali si citano: la deliberazione 26 giugno 1997, n. 70/97, concernente la razionalizzazione e l'inglobamento nella tariffa elettrica dei sovrapprezzi non destinati alle entrate dello Stato (di seguito: deliberazione n. 70/97) e la deliberazione 18 febbraio 1999, n. 13/99, in materia di condizioni tecnico-economiche del servizio di vettoriamento dell'energia elettrica e di alcuni servizi di rete (di seguito: deliberazione n. 13/99). Il nuovo ordinamento delle tariffe di fornitura ai clienti vincolati entrerà in vigore con l'inizio dell'anno 2000.

1.4 Tra i principi ispiratori del nuovo ordinamento tariffario vi sono: l'aderenza delle tariffe ai costi, la flessibilità nei rapporti tra imprese elettriche e clienti e la promozione dell'efficienza delle

imprese stesse. L'aderenza ai costi richiede il graduale superamento degli attuali regimi tariffari speciali insufficienti a coprire i costi del servizio elettrico; sarà fatta salva una tariffa ridotta, di limitata estensione, per finalità sociali. La flessibilità nei rapporti tra clienti e imprese elettriche implica la possibilità per queste ultime di offrire a ciascuna tipologia di utenza più opzioni tariffarie, diversamente articolate per rispondere alle diverse esigenze. La promozione dell'efficienza sarà assicurata dall'utilizzo del metodo del *price cap* per l'aggiornamento delle tariffe.

2 Contesto normativo

2.1 Ai sensi della legge n. 481/95, che istituisce l'Autorità e stabilisce norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità:

- a) il sistema tariffario deve essere certo, trasparente e basato su criteri predefiniti, promuove la tutela degli interessi di utenti e consumatori, armonizzando gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse (art. 1, comma 1);
- b) l'Autorità stabilisce e aggiorna, in relazione all'andamento del mercato, la tariffa base, i parametri e gli altri elementi di riferimento per determinare le tariffe, nonché le modalità per il recupero dei costi eventualmente sostenuti nell'interesse generale (art. 2, comma 12, lettera e));
- c) per tariffa si deve intendere il prezzo massimo unitario del servizio al netto delle imposte (art. 2, comma 17);
- d) i parametri che l'Autorità fissa per la determinazione della tariffa con il metodo del *price cap*, inteso come limite massimo della variazione di prezzo vincolata per un periodo pluriennale, sono:
 - il tasso di variazione medio annuo riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati rilevato dall'Istat;
 - l'obiettivo di variazione del tasso annuale di produttività, prefissato per un periodo almeno triennale (art. 2, comma 19);
- e) nella determinazione del limite massimo della variazione di prezzo vincolata per un periodo pluriennale deve essere fatto altresì riferimento:
 - al recupero di qualità del servizio rispetto a standard prefissati per un periodo almeno triennale;

- ai costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, dal mutamento del quadro normativo o dalle variazioni degli obblighi relativi al servizio universale;
 - ai costi derivanti da interventi volti al controllo e alla gestione della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse (art. 2, comma 19);
- f) l'aggiornamento delle tariffe, per la parte a copertura dei costi relativi ai combustibili fossili e all'energia elettrica acquistata da produttori nazionali e importata, avviene per effetto di meccanismi di calcolo automatici, sulla base di criteri predefiniti dall'Autorità e correlati all'andamento del mercato (art. 3, comma 5).

2.2 Il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, emanato per l'attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (di seguito: decreto legislativo n. 79/99), definendo misure per la riforma e la riorganizzazione del settore elettrico nazionale:

- a) liberalizza le attività di produzione, importazione ed esportazione, acquisto e vendita di energia elettrica (art. 1, comma 1);
- b) riserva allo Stato le attività di trasmissione e dispacciamento, attribuendole in concessione al gestore della rete di trasmissione nazionale (art. 1, comma 1);
- c) prevede che l'attività di distribuzione sia esercitata in regime di concessione (art. 1, comma 1);
- d) identifica gli acquirenti di energia elettrica che, in base alle caratteristiche del loro consumo, acquisiscono la qualifica di cliente idoneo, cioè la capacità di acquistare energia elettrica da qualsiasi produttore, distributore o grossista, sia in Italia che all'estero (art. 14);
- e) prevede che gli acquirenti che non acquisiscono la qualifica di cliente idoneo rimangono vincolati ad acquistare l'energia elettrica dal distributore-fornitore locale, il quale a sua volta ha l'obbligo, per tale energia elettrica, di approvvigionarsi attraverso l'acquirente unico (art. 4);
- f) prevede che l'acquirente unico stipuli, con procedure trasparenti e non discriminatorie, e gestisca contratti di approvvigionamento con i produttori di energia elettrica al fine di garantire ai clienti vincolati la disponibilità della capacità produttiva di energia elettrica e, attraverso le imprese distributrici-fornitrici, la fornitura di energia elettrica (art. 4);
- g) prevede che, a decorrere dall'1 gennaio 2001, l'acquisto e la vendita dell'energia elettrica all'ingrosso (includendo le transazioni tra produttori ed acquirente unico) avvengano sulla base di offerte gestite dal gestore del mercato (art. 5, comma 2);
- h) dispone che il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica, su proposta

dell'Autorità, individuati gli oneri generali afferenti al sistema elettrico, ivi inclusi gli oneri concernenti le attività di ricerca e quelle relative, connesse e conseguenti allo smantellamento delle centrali nucleari dismesse e alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare (art. 3, comma 11);

- i) prevede che l'Enel Spa costituisca società separate per lo svolgimento delle attività di:
- produzione di energia elettrica;
 - distribuzione di energia elettrica e vendita ai clienti vincolati;
 - vendita ai clienti idonei;
 - esercizio dei diritti di proprietà della rete di trasmissione comprensiva delle linee di trasporto e delle stazioni di trasformazione dell'energia elettrica e connesse attività di manutenzione e sviluppo decise dal gestore della rete di trasmissione nazionale;
 - smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, chiusura del ciclo del combustibile e attività connesse e conseguenti (art. 13, comma 2).

2.3 Nel nuovo contesto previsto dal decreto legislativo n. 79/99, l'Autorità, ai sensi della legge n. 481/95, sottopone a regolazione tariffaria:

- a) l'accesso alle reti di trasmissione e distribuzione ed il loro uso;
- b) la fornitura di servizi elettrici ai clienti vincolati.

In entrambi i casi, l'Autorità fissa i livelli iniziali delle tariffe e i parametri per il loro aggiornamento con il metodo del *price cap*, per un periodo pluriennale. Al termine di tale periodo procede ad una nuova fissazione del livello tariffario.

3 Regolazione tariffaria dell'accesso alle reti e del loro uso

3.1 La deliberazione n. 13/99 definisce le condizioni tecnico-economiche per il servizio di vettoriamento dell'energia elettrica e per alcuni servizi di rete. Tra queste condizioni sono compresi i corrispettivi che produttori e clienti idonei, e gli autoconsumatori per l'energia autoprodotta in un sito diverso da quello di consumo, devono pagare ai gestori delle reti per il trasporto dell'energia elettrica, sia sulle reti in altissima e alta tensione, sia sulle reti in media e bassa tensione, da uno o più punti di immissione in rete a uno a più punti di prelievo dalla rete.

3.2 Il servizio di vettoriamento e l'attività di trasmissione e distribuzione costituiscono fattispecie contrattualmente distinte, in quanto il servizio di vettoriamento è strumentale alla fornitura ai clienti idonei mentre l'attività di trasmissione e distribuzione è parte del servizio elettrico fornito ai clienti

vincolati. Tuttavia, sotto il profilo sostanziale, si tratta in entrambi i casi di trasporto di energia elettrica sulle reti. Pertanto i criteri utilizzati per la determinazione dei corrispettivi sono analoghi e vengono descritti nel successivo capitolo 5, nell'ambito della più generale metodologia di regolazione tariffaria.

3.3 L'Autorità intende provvedere al riordino dei contributi di allacciamento degli utenti (sia produttori di energia elettrica, sia consumatori) alle reti di altissima, alta, media e bassa tensione, assicurando la connessione alle stesse a condizioni non discriminatorie.

4 Regolazione tariffaria della fornitura ai clienti vincolati

4.1 L'ordinamento tariffario della fornitura di servizi elettrici a clienti vincolati proposto dall'Autorità è basato su un sistema di vincoli tariffari, intesi come limiti massimi ai prezzi, al netto delle imposte, che i distributori-fornitori locali possono applicare ai clienti vincolati. Tali vincoli tariffari consentono la copertura dei costi riconosciuti per la fornitura di energia elettrica, nonché la copertura di oneri di sistema ed il finanziamento di altre attività di interesse generale.

4.2 I costi riconosciuti per la fornitura di servizi elettrici includono costi che hanno origine nelle fasi a monte del settore elettrico (costi di acquisto e costi di trasmissione dell'energia elettrica) ed altri che sono invece generati direttamente dalle attività di distribuzione e vendita dell'energia elettrica. Nell'assetto di mercato delineato dal decreto legislativo n. 79/99, le imprese esercenti la fornitura (distribuzione e vendita dell'energia elettrica):

- a) acquistano l'energia elettrica dall'acquirente unico o, in uno stadio iniziale, direttamente dai produttori;
- b) acquistano il servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale dal gestore della rete;
- c) acquistano, se necessario, il servizio di trasporto sulle reti di distribuzione di proprietà di terzi da altre imprese concessionarie del servizio di distribuzione;
- d) distribuiscono e vendono l'energia elettrica ai clienti finali.

A. *Generazione dell'energia elettrica*

4.3 I costi di acquisto dell'energia elettrica riconosciuti nei vincoli tariffari riflettono le condizioni di approvvigionamento di questa energia da parte delle imprese distributrici-fornitrici. È possibile identificare diverse modalità di approvvigionamento dell'energia elettrica, collegate ai diversi stadi di attuazione di quanto previsto dal decreto legislativo n. 79/99:

- a) uno stadio iniziale, nel quale le imprese distributrici-fornitrici si approvvigionano di energia elettrica direttamente dai produttori, talvolta facenti parte dello stesso gruppo societario (come nel caso delle attuali imprese produttrici-distributrici), dal momento che il nuovo ordinamento tariffario sarà in vigore prima che l'acquirente unico sia pienamente operativo. In questa situazione l'Autorità fissa, ai sensi della legge n. 481/95, un valore di riferimento dell'energia elettrica all'ingrosso oggetto di queste transazioni, assicurando l'uniformità tariffaria, per tipologia di utenza, sull'intero territorio nazionale. Tale valore viene aggiornato automaticamente in corrispondenza di variazioni dei costi dei combustibili impiegati, con criteri analoghi a quelli previsti per la parte B della tariffa attuale dalla deliberazione dell'Autorità n. 70/97. Il vincolo tariffario riflette, come costo dell'energia elettrica, il valore di riferimento determinato dall'Autorità, comprensivo degli oneri relativi alla necessaria riserva di potenza;
- b) un secondo stadio, nel quale l'acquirente unico, assunta la piena operatività, si approvvigiona al minimo costo dai produttori sulla base di contratti bilaterali. In questa situazione, il vincolo tariffario riflette, come costo dell'energia elettrica, i prezzi di cessione dell'energia elettrica dall'acquirente unico alle imprese distributrici-fornitrici, in modo da assicurare la copertura dei costi di approvvigionamento sostenuti dall'acquirente unico, maggiorato di un corrispettivo a copertura dei costi di funzionamento dell'acquirente unico stesso;
- c) a regime, quando l'acquirente unico si approvvigiona di energia elettrica prevalentemente o esclusivamente attraverso il sistema delle offerte organizzato dal gestore del mercato. In questo caso, il vincolo tariffario riflette, come costo dell'energia elettrica, il prezzo medio dell'energia elettrica all'ingrosso qual è rilevato dal sistema delle offerte, maggiorato di un corrispettivo a copertura dei costi di funzionamento dell'acquirente unico.

4.4 L'assetto della generazione elettrica prefigurato dal decreto legislativo n. 79/99, nel quale l'Enel manterrà, anche dopo il 2003, il controllo di una quota prossima al 50% dell'energia elettrica prodotta o importata in Italia, fa ritenere che permanga, almeno per alcuni anni, una posizione dominante nella generazione dell'energia elettrica (e nella vendita dell'energia elettrica all'ingrosso). Nello stadio iniziale il contenimento del potere di mercato da parte del soggetto dominante nella fase di generazione avviene attraverso la fissazione da parte dell'Autorità del valore di riferimento dell'energia elettrica all'ingrosso. Successivamente, un intervento regolatorio rimarrà probabilmente necessario dal momento che la concorrenza tra produttori, nello stipulare contratti con l'acquirente unico o nell'offrire energia elettrica sul mercato all'ingrosso, potrà non essere sufficiente ad evitare che il prezzo richiesto dai produttori si collochi a livelli eccessivamente elevati rispetto ai costi di

generazione. Dal momento che un intervento regolatorio diretto sui prezzi è difficilmente conciliabile con un assetto di mercato, è opportuno considerare il ricorso a strumenti di regolazione alternativi, peraltro compatibili con il decreto legislativo n. 79/99, per prevenire o comunque mitigare gli effetti del possibile esercizio di potere di mercato.

B. Trasmissione dell'energia elettrica

4.5 I costi di trasmissione dell'energia elettrica riconosciuti nei vincoli tariffari riflettono i corrispettivi che i distributori-fornitori devono versare al gestore della rete di trasmissione nazionale per il trasporto dell'energia elettrica dagli impianti di produzione alle reti di distribuzione. Questi corrispettivi, fissati dall'Autorità, hanno struttura e livello analoghi a quelli previsti dalla deliberazione dell'Autorità n. 13/99 per il vettoriamento dell'energia elettrica sulle reti in alta e altissima tensione, con l'introduzione delle modifiche rese necessarie dal diverso contesto di applicazione.

Con i corrispettivi riscossi il gestore della rete di trasmissione nazionale, oltre a finanziare la propria attività, riconosce ai proprietari delle infrastrutture di trasporto, facenti parte della rete di trasmissione nazionale, canoni a copertura dei costi di esercizio e di manutenzione e della remunerazione degli investimenti.

C. Distribuzione dell'energia elettrica e attività di vendita

4.6 I costi di distribuzione e vendita dell'energia elettrica riconosciuti nei vincoli tariffari sono determinati in base ai costi che, a livello medio nazionale, i distributori-fornitori sostengono per il trasporto dell'energia elettrica sulle reti di distribuzione e per le attività di vendita.

Al fine di garantire la tariffa unica nazionale per tipologia di utenza, dovendo tener conto di significative differenze nei costi di distribuzione dell'energia elettrica tra diversi ambiti territoriali, l'Autorità intende introdurre, contestualmente al nuovo ordinamento tariffario, un sistema di perequazione di tali costi. Ciò permette di assicurare la copertura dei costi riconosciuti dell'attività di distribuzione in ciascun ambito territoriale, pur facendo riferimento, nella fissazione dei vincoli tariffari, al livello medio nazionale dei costi riconosciuti. Il sistema di perequazione prevede che i soggetti distributori operanti in ambiti territoriali che, per le caratteristiche dell'utenza, inclusa la sua composizione e struttura, e le caratteristiche orografiche del territorio, presentano costi di distribuzione inferiori alla media nazionale contribuiscano a finanziare l'attività di distribuzione in aree caratterizzate da costi di distribuzione superiori alla media nazionale. Il riferimento esclusivo

alle caratteristiche dell'utenza ed orografiche, fattori del tutto al di fuori del controllo dell'impresa, nel determinare la dinamica del sistema di perequazione assicura che tale sistema lasci inalterate le

proprietà incentivanti dell'efficienza tipiche di una regolazione tariffaria basata sul metodo del *price cap*.

D. Oneri di sistema e finanziamento delle attività di interesse generale

4.7 L'Autorità assicura tramite specifiche componenti dei vincoli tariffari e, ove necessario, meccanismi di perequazione, la copertura degli oneri di sistema e dei costi di altre attività di interesse generale, tra cui:

- a) lo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, la chiusura del ciclo del combustibile nucleare e le attività connesse e conseguenti¹;
- b) la promozione dell'energia prodotta da impianti che utilizzano fonti rinnovabili o assimilate;
- c) gli interventi strategici nel settore elettrico in tema di tutela ambientale, di ricerca, sviluppo e innovazione tecnologica, di controllo e gestione della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse;
- d) la promozione di recuperi di qualità del servizio rispetto a standard prefissati.

5 Determinazione del livello tariffario iniziale

5.1 La metodologia utilizzata dall'Autorità per la fissazione dei vincoli tariffari prende a riferimento i costi effettivi del settore. Si fa riferimento ai costi (unitari) dell'Enel Spa, quale operatore principale in tutte le fasi del settore elettrico, confrontati con i costi delle altre imprese maggiori esercenti i servizi del settore elettrico, come risultanti dalla rilevazione, relativa ai dati dell'esercizio 1997, effettuata dall'Autorità nel corso del 1998. Sulla base dei costi effettivi rilevati viene determinato il livello di costo riconosciuto per ciascuna attività elettrica a fini della

¹ Si prevede che la componente tariffaria e la maggiorazione ai corrispettivi di vettoriamento attualmente vigenti relative agli oneri derivanti da attività pregresse connesse alla sospensione e alla interruzione dei lavori per la realizzazione di centrali nucleari possano essere soppresse entro la fine del 1999, essendosi completato il rimborso di tali oneri all'Enel e alle imprese appaltatrici, come determinati dall'Autorità con deliberazione 12 giugno 1998, n. 58/98.

regolazione tariffaria. I vincoli tariffari sono fissati in modo da assicurare la copertura dei costi riconosciuti².

5.2 Per la determinazione dei costi riconosciuti, l'Autorità fa riferimento ai costi relativi alla gestione caratteristica del servizio elettrico. Sono esclusi i costi di natura straordinaria e i costi afferenti ad attività non direttamente connesse con il servizio elettrico. Tra queste attività rientrano, ad esempio, quelle relative all'uscita dal programma nucleare e al servizio di gestione degli impianti di illuminazione pubblica, mentre la fornitura di energia elettrica ad uso di illuminazione pubblica è considerata parte del servizio elettrico.

Al totale dei costi riconosciuti concorrono:

- a) i costi operativi, tra cui il costo del personale, quello relativo agli acquisti di materiali, e gli ammortamenti delle immobilizzazioni, calcolati secondo criteri economico-tecnici, e
- b) una congrua remunerazione del capitale investito.

Ai fini del riconoscimento dei costi operativi, l'Autorità fa riferimento ai costi effettivamente sostenuti dalle imprese esercenti. Il nuovo ordinamento tariffario fornisce, peraltro, stimoli alle imprese a ridurre i propri costi verso livelli efficienti (si veda il capitolo 6).

Ai fini del riconoscimento di una congrua remunerazione del capitale investito, l'Autorità applica un congruo tasso reale di remunerazione al valore del capitale investito, che assicura alle imprese elettriche le risorse per la copertura degli oneri relativi alle forme di finanziamento, capitale di rischio e debito, dell'attività elettrica. Il tasso di rendimento è fissato in modo da garantire ai portatori di capitale (di rischio e di debito) dell'impresa una remunerazione uguale a quella che potrebbero ottenere sul mercato investendo in attività con un analogo profilo di rischio.

Il riferimento a tassi di rendimento reali è motivato dal fatto che, in un ordinamento tariffario basato sul metodo del *price cap*, le tariffe sono aggiornate, di anno in anno, in modo da garantire livelli reali costanti, a meno di obiettivi di recupero di efficienza.

² Nel caso dei corrispettivi di trasmissione e distribuzione e di vettoriamento, la metodologia adottata assicura la copertura dei costi riconosciuti, indipendentemente dalla quota di consumo complessivo di energia elettrica acquistata da clienti idonei sulla base di contratti bilaterali, e quindi dall'importanza relativa del servizio di vettoriamento rispetto al servizio di trasmissione e distribuzione.

5.3 Nel caso del capitale di rischio, il tasso di rendimento ritenuto congruo viene determinato utilizzando il metodo del *Capital Asset Pricing Model (CAPM)*, metodo comunemente impiegato nei mercati finanziari per determinare il rendimento richiesto dagli investitori per attività caratterizzate da un determinato livello di rischio (si veda l'appendice 1). Poiché le diverse attività del settore elettrico sono caratterizzate da profili di rischio diversi, anche in ragione del differente assetto organizzativo e di mercato, i livelli di remunerazione del capitale di rischio riconosciuti per ciascuna attività sono diversi.

Nel caso dell'indebitamento, l'Autorità fa riferimento alle attuali condizioni di costo, in termini reali, del servizio del debito per le imprese del settore elettrico.

5.4 Il tasso di rendimento del capitale investito (*Weighted Average Cost of Capital, WACC*) è quindi determinato come media ponderata del tasso di rendimento sul capitale di rischio e di quello sul debito, considerando un rapporto tra debito e capitale di rischio pari a 4/10, tipico, a livello europeo, di imprese operanti nel settore elettrico e considerato adeguato per la realtà italiana, utilizzando la seguente formula:

$$WACC = k_e * \frac{E}{D + E} + k_d * (1 - t_c) * \frac{D}{D + E}$$

dove:

k_e = tasso di rendimento del capitale di rischio

E = capitale di rischio

D = indebitamento

k_d = tasso di rendimento sull'indebitamento

t_c = aliquota fiscale per il calcolo dello scudo fiscale degli oneri finanziari.

5.5 Il livello del costo medio ponderato del capitale è aumentato per permettere la copertura degli oneri tributari a carico dell'impresa, tenendo conto dell'effetto complessivo dell'aliquota fiscale pagata sull'utile ante imposte. Nell'attuale regime fiscale, il livello dell'aliquota fiscale sull'utile ante imposte risulta diverso rispetto a quello utilizzato nella determinazione dello scudo fiscale degli oneri finanziari, in quanto gli stessi oneri non sono deducibili dalla base imponibile dell'imposta regionale sulle attività produttive (IRAP).

5.6 I livelli, ritenuti congrui dall'Autorità, del tasso reale di remunerazione del capitale di rischio, del tasso reale di remunerazione del debito ed il risultante tasso reale di rendimento del capitale investito per le diverse attività del settore elettrico sono presentati nella tabella che segue.

Attività del settore elettrico	Tasso reale di remunerazione del capitale di rischio (1)	Tasso reale di remunerazione del debito (2)	Tasso reale di rendimento del capitale investito
Generazione	9.6%	3.6%	7.9%
Trasmissione	6.4%	3.6%	5.6%
Distribuzione e vendita	8.9%	3.6%	7.4%

(1) Corretto per assicurare la copertura degli oneri tributari, utilizzando un'aliquota pari al 46%.

(2) Calcolato considerando un'aliquota per lo scudo fiscale del debito pari al 37% e corretto per assicurare la copertura degli oneri tributari, utilizzando un'aliquota pari al 46%.

5.7 Nella valutazione del capitale investito, a cui applicare i tassi di remunerazione evidenziati nella precedente tabella, i mercati finanziari internazionali fanno di norma riferimento al metodo del valore attuale dei flussi di cassa futuri. Questo metodo non è utilizzabile per le determinazioni tariffarie relative a imprese monopoliste soggette a regolamentazione poiché, in questo caso, le tariffe dipenderebbero da un valore del capitale investito a sua volta dipendente dal livello tariffario, attuale e futuro, che si intende determinare. Nella prassi regolatoria la circolarità tra tariffe e valore del capitale dell'impresa è interrotta facendo riferimento, nella determinazione del capitale investito, al costo di rimpiazzo del capitale fisico dell'impresa, in luogo del valore attuale dei flussi di cassa futuri.

5.8 Nel caso in esame, la valutazione del capitale investito fa riferimento al valore contabile del capitale investito dell'Enel Spa, al netto della quota economico-tecnica del fondo ammortamento.

La scelta è fondata sulle seguenti considerazioni:

- a) l'Enel Spa ha proceduto, nel 1994, alla rivalutazione delle voci che costituiscono il capitale investito, per cui il valore delle immobilizzazioni tecniche è stato rettificato per allinearlo a quello attribuibile con riguardo alla loro consistenza, alla loro capacità produttiva, alla effettiva possibilità di economica utilizzazione nell'impresa, e ai valori di mercato;
- b) la rivalutazione è stata basata su una relazione di stima redatta dalla banca d'affari Kleinwort Benson, che si è avvalsa di una perizia indipendente effettuata dalla società American Appraisal Italia. Tale rivalutazione è stata deliberata dal Consiglio di amministrazione dell'Enel Spa³ e autorizzata con decreto del Ministro del tesoro⁴;

³ In data 17 maggio 1994, in via transitoria (esercizio 1993); in data 12 dicembre 1994, in via definitiva (esercizio 1994).

⁴ In data 25 maggio 1994, relativamente alle rettifiche in via transitoria; in data 19 gennaio 1995, relativamente alle rettifiche definitive.

- c) il valore assunto può essere ritenuto un idoneo indicatore del valore di rimpiazzo dell'impresa nel 1997, dato il basso livello di inflazione registrato negli anni tra il 1994 e il 1997 e la graduale, ma inevitabile obsolescenza tecnologica delle infrastrutture preesistenti. In particolare, il tasso annuale di obsolescenza tecnologica implicito nell'approccio seguito è pari al 3,5%, equivalente ad una vita tecnologica media di circa 29 anni, che appare congrua per l'insieme degli impianti e delle infrastrutture elettrici.

6 Dinamica tariffaria

6.1 Per quanto riguarda la dinamica tariffaria, la legge n. 481/95 prevede meccanismi differenziati di aggiornamento tariffario, distinguendo tra:

- a) componente tariffaria a copertura dei costi relativi ai combustibili fossili e all'energia elettrica acquistata da produttori nazionali ed importata, per la quale è previsto un meccanismo di aggiornamento automatico, basato su criteri predefiniti dall'Autorità e correlato all'andamento del mercato;
- b) componente tariffaria a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e vendita, per la quale è previsto l'aggiornamento con il metodo del *price cap*.

Per quanto invece riguarda l'aggiornamento delle componenti dei vincoli tariffari a copertura degli oneri di sistema e dei costi delle altre attività di interesse generale (di cui al paragrafo 4.7), la legge non stabilisce specifici meccanismi. Queste componenti vengono pertanto aggiornate dall'Autorità secondo le necessità di gettito per la copertura degli oneri di sistema ed il finanziamento delle suddette attività.

6.2 Come illustrato nel capitolo 4, la componente dei vincoli tariffari a copertura dei costi relativi all'acquisto dell'energia elettrica dall'acquirente unico (o in un primo tempo, direttamente dai produttori) riflette i prezzi di approvvigionamento di energia da parte dell'acquirente unico (o dei distributori-fornitori), attraverso il sistema delle offerte organizzato dal gestore del mercato (o direttamente dai produttori). Questa componente dei vincoli viene aggiornata con cadenza bimestrale, facendo riferimento agli effettivi livelli dei prezzi dell'energia elettrica rilevati nel sistema delle offerte gestito dall'operatore di mercato. Nello stadio iniziale in cui le imprese distributrici-fornitrici acquistano direttamente dai produttori, viene fatto riferimento ad un indice, definito dall'Autorità, di costo unitario variabile dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici, basato sul prezzo medio di un paniere di combustibili sui mercati internazionali⁵.

⁵ Simile a quello introdotto dall'articolo 6 della deliberazione dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70/97, per la determinazione dei contributi ai costi di energia riconosciuti alle imprese produttrici-distributrici.

6.3 La componente tariffaria a copertura dei costi di trasmissione, di distribuzione e di vendita ai clienti vincolati è soggetta a:

- a) una dinamica tariffaria all'interno del periodo durante il quale le tariffe sono automaticamente aggiornate secondo criteri predefiniti (nel seguito: periodo di regolazione);
- b) la rideterminazione del livello tariffario all'inizio del successivo periodo di regolazione.

6.4 All'interno del periodo di regolazione, viene regolata con il metodo del *price cap* la dinamica:

- a) dei corrispettivi di trasmissione;
- b) della componente dei vincoli tariffari a copertura dei costi di distribuzione e vendita ai clienti vincolati;
- c) dei corrispettivi di vettoriamento.

6.5 Il metodo adottato implica che la variazione annuale del livello tariffario sia pari, in termini reali, a un obiettivo di aumento di efficienza. Tale obiettivo, che può assumere valori differenti per le diverse attività elettriche, viene prefissato per un periodo pluriennale, che la legge n. 481/95 prevede sia di almeno tre anni.

Ogni riduzione dei costi da parte delle imprese regolate superiore all'obiettivo prefissato implica maggiori margini per le imprese stesse; la possibilità di beneficiare di ogni recupero di efficienza in eccesso rispetto all'obiettivo, a partire da quando tale recupero viene ottenuto e fino alla successiva revisione periodica, fornisce lo stimolo per le imprese regolate ad adottare interventi di razionalizzazione dei propri processi produttivi. Quanto più lungo è il periodo di regolazione, tanto maggiori sono gli stimoli per le imprese regolate ad accrescere la loro efficienza, dal momento che più esteso è l'arco di tempo nel quale potranno beneficiare di ogni riduzione dei costi senza che questa si traduca in una riduzione dei ricavi. Per contro, ogni allungamento del periodo di regolazione ritarda il momento in cui l'utenza può beneficiare, nella forma di tariffe più basse, degli eventuali effettivi recuperi di efficienza conseguiti dalle imprese regolate in eccesso dell'obiettivo prefissato.

6.6 Si ritiene che l'attuazione del nuovo ordinamento tariffario possa essere caratterizzata da incertezze sulle effettive possibilità di incrementi di efficienza nelle attività elettriche. La durata del primo periodo di regolazione viene pertanto limitata a tre anni, in modo da evitare sia situazioni di

prolungata eccessiva profittabilità delle imprese esercenti, sia il rischio di significative e perduranti perdite per le stesse imprese.

La scelta di un periodo di regolazione di durata pari a quella minima prevista dalla legge non fa peraltro venire meno gli stimoli per le imprese a recuperi di efficienza. Si deve considerare che, nel definire il livello tariffario iniziale, l'Autorità, a motivo dei tempi tecnici occorrenti per la raccolta e l'elaborazione dei dati, fa riferimento ai costi relativi al terzo esercizio precedente l'inizio del primo periodo di regolazione. Ciò implica che il ritardo medio con cui il livello tariffario si riallinea ai costi effettivi del servizio elettrico non è di due anni, come sarebbe nel caso in cui la rideterminazione del livello tariffario avvenisse sulla base dei costi dell'esercizio immediatamente precedente il nuovo periodo di regolazione, bensì di quattro anni; il che consente l'appropriazione da parte dell'impresa dei benefici derivanti da incrementi di produttività per un periodo sensibilmente più lungo di quello di regolazione.

6.7 In particolare, l'applicazione all'anno 2000 di un livello di costi riconosciuti a fini tariffari riferito all'esercizio 1997 equivale ad ipotizzare, per il periodo tra il 1997 e il 2000, aumenti annuali di produttività pari al tasso di inflazione. Tale ipotesi verosimilmente sottostima gli effettivi incrementi di produttività conseguiti dalle imprese esercenti nel triennio 1997 - 2000. Ogni differenza tra gli effettivi recuperi di produttività realizzati nel triennio 1997 - 2000 e quelli ipotizzati va a beneficio delle imprese elettriche.

6.8 Sulla base dell'esperienza internazionale in materia e dei dati attualmente disponibili, un obiettivo di incremento medio di produttività pari al 4% per le attività di trasmissione e distribuzione, vendita ai clienti vincolati e per la fornitura del servizio di vettoriamento può considerarsi realistico per il primo triennio (si veda l'appendice 2).

6.9 A causa del tempo necessario per la rilevazione e l'elaborazione dei dati, il livello dei costi riconosciuti nel secondo periodo triennale di regolazione sarà calcolato sulla base dei costi diretti rilevati nel primo e nel secondo anno del primo periodo, eventualmente corretti per riflettere l'obiettivo di incremento di produttività fino all'inizio del successivo periodo di regolazione. Il valore (di rimpiazzo) del capitale investito a fini regolatori potrà derivare, in alternativa ai valori contabili, da una stima peritale, effettuata da una società specializzata, che tenga conto anche degli investimenti effettuati per raggiungere obiettivi di tutela ambientale e di miglioramento della qualità del servizio.

6.10 Qualora il divario tra il livello dei costi così riconosciuti e il livello tariffario vigente al termine del primo periodo di regolazione risultasse significativo, il riallineamento dei vincoli tariffari ai livelli di costo riconosciuto potrà essere distribuito su un periodo di due anni.

7 Regolazione della qualità del servizio e valori tariffari

7.1 L'Autorità intende introdurre un meccanismo che colleghi i livelli di continuità del servizio con i valori tariffari. In tema di continuità del servizio, in un contesto come quello italiano, caratterizzato da forti divari tra le diverse zone del Paese, l'Autorità persegue il duplice obiettivo di promuovere miglioramenti dei livelli di continuità nelle zone in cui questi sono oggi più insoddisfacenti (Centro-Sud) e di salvaguardare gli attuali livelli di continuità laddove questi sono già al di sopra della media nazionale.

7.2 La promozione di miglioramenti nella continuità del servizio è basata su un meccanismo di premi, a riconoscimento dei risultati raggiunti in termini di riduzione della durata e del numero di interruzioni, e di sanzioni, nel caso di mancato rispetto dei livelli di riferimento definiti dall'Autorità. È in corso di definizione un provvedimento dell'Autorità che introduca un sistema di indicatori di continuità (frequenza e durata delle interruzioni) comune per tutti gli esercenti. Il meccanismo di promozione di miglioramenti nella continuità del servizio potrà entrare in funzione, anche contestualmente all'attuazione del nuovo ordinamento tariffario, non appena sarà disponibile una quantità sufficiente di dati di continuità rilevati secondo la metodologia definita dall'Autorità.

8 Ricavi delle imprese elettriche nel nuovo ordinamento tariffario

8.1 Nel nuovo ordinamento tariffario, i ricavi delle imprese elettriche operanti nelle attività di produzione derivano dalla cessione di energia elettrica alle imprese distributrici-fornitrici, all'acquirente unico, ai clienti idonei serviti attraverso contratti bilaterali o al sistema delle offerte organizzato dal gestore del mercato. I prezzi di tali cessioni sono intesi coprire l'intero costo di produzione di energia elettrica, incluso quindi il costo relativo ai combustibili, in ciò rimpiazzando l'attuale sistema dei contributi di conguaglio ai costi di energia gestito dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico a favore delle imprese produttrici-distributrici (si veda il capitolo 9 e l'appendice 3).

8.2 Nel caso del gestore della rete di trasmissione nazionale, i ricavi sono principalmente determinati dai corrispettivi per l'accesso alla rete ed al suo uso.

8.3 I ricavi dei soggetti proprietari delle infrastrutture incluse nell'ambito della rete di trasmissione nazionale sono rappresentati dai canoni a questi riconosciuti dal gestore della rete di trasmissione nazionale.

8.4 Nel caso delle imprese distributrici-fornitrici, i ricavi derivano principalmente da:

- a) ricavi tariffari dall'utenza vincolata, nei limiti dei vincoli tariffari;
- b) ricavi da vendita a clienti idonei;
- c) ricavi da corrispettivi per l'accesso e l'uso della rete di distribuzione;
- d) contributi (positivi o negativi) di perequazione;
- e) premio per il raggiungimento da parte dell'impresa di elevati livelli di continuità del servizio.

I contributi di cui al punto d), che possono essere positivi (a favore dell'impresa) o negativi (a carico dell'impresa) sono gestiti da un sistema di perequazione che non ha ripercussioni dirette sull'utenza. Il premio di cui al punto e) è finanziato da una componente tariffaria, a carico di tutta l'utenza elettrica nazionale, come delineato nel paragrafo 4.7, lettera d).

9 Liberalizzazione del settore elettrico: *stranded cost* e plusvalenze

9.1 La transizione da un sistema soggetto a regolazione tariffaria ad un sistema nel quale, almeno per quanto riguarda l'attività di produzione di energia elettrica, è previsto un assetto concorrenziale, può rendere impossibile, per l'Enel Spa, il recupero di parte dei costi riconosciuti della generazione evidenziati. Potranno, inoltre, emergere altre minusvalenze relativamente a investimenti effettuati o a impegni contrattuali assunti in passato. In questa situazione si fa riferimento all'insorgere di *stranded cost* e si deve stabilire in che misura, e in che modo, l'impresa possa essere compensata.

9.2 D'altro canto, la liberalizzazione della generazione elettrica e l'instaurarsi di meccanismi trasparenti e concorrenziali di determinazione del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso possono determinare plusvalenze relativamente ad impianti idroelettrici e geotermoelettrici preesistenti (si veda l'appendice 3) o a contratti di approvvigionamento sottoscritti a condizioni particolarmente favorevoli.

9.3 Ai sensi dell'articolo 3, comma 11 del decreto legislativo n.79/99 l'Autorità intende formulare proposte affinché il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato di concerto

con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica individuati con propri decreti gli oneri generali afferenti il sistema elettrico.

9.4 È necessario precisare che non tutti i costi che non trovano copertura nel regime liberalizzato possono essere considerati come *stranded cost*. Devono infatti essere soddisfatte due condizioni affinché un costo non recuperabile possa configurarsi come "stranded" ed essere ammesso a compensazione per l'impresa che lo ha sostenuto; vale a dire:

- a) tale costo avrebbe dovuto trovare copertura in assenza di liberalizzazione. Questa condizione impone un nesso di causalità diretta tra il processo di liberalizzazione e l'impossibilità, per l'impresa, di coprire il costo;
- b) tale costo deriva da decisioni di investimento o impegni contrattuali che trovano giustificazione di opportunità economica nel momento e nel contesto in cui furono assunti, o che comunque furono imposti all'impresa da interventi di autorità, di normazione o di programmazione (o da fattori al di fuori del controllo dell'impresa). Questa seconda condizione esclude dal novero dei costi da considerarsi "stranded" quelli, ad esempio, derivanti da inefficienza.

9.5 Qualunque sia la metodologia utilizzata per la quantificazione degli *stranded cost*, è da ritenere che:

- a) in prima approssimazione, il livello di *stranded cost* riconoscibile non può essere superiore alla differenza tra valore contabile e valore di mercato, nel nuovo contesto liberalizzato, dell'investimento o dell'impegno assunto. Questa differenza, e quindi la capacità dell'impresa di recuperare i costi connessi ad investimenti ed impegni contrattuali assunti, varia nel tempo, dipendendo principalmente dall'effettivo grado di liberalizzazione raggiunto dal settore elettrico, e quindi il livello degli *stranded cost* riconoscibili può solo essere determinato a posteriori;
- b) la quantificazione degli *stranded cost* deve comunque essere effettuata in relazione ad un arco temporale definito e nell'ambito di una più generale analisi dell'impatto che il processo di liberalizzazione ha sull'impresa, in modo da poter verificare l'esistenza di poste (investimenti e impegni assunti) il cui valore sia influenzato positivamente dal processo stesso e possano considerarsi come partite compensative degli *stranded cost*.

9.6 L'Autorità dovrà provvedere all'eventuale adeguamento di corrispettivi e vincoli tariffari per permettere la copertura degli oneri generali afferenti al sistema elettrico. Saranno inclusi tra questi

gli *stranded cost* relativi ad un adeguato periodo di transizione alla concorrenza; a tal fine verrà definito un criterio che, di anno in anno, all'interno di un periodo di cinque anni, determina l'effettivo ammontare di costi riconosciuti non recuperabili, al netto delle plusvalenze realizzate, in modo da consentirne la copertura. Tale ammontare dipenderà dal grado effettivo di liberalizzazione del mercato, misurato anche in termini di livelli prevalenti del prezzo del mercato dell'energia elettrica all'ingrosso. Ai fini di questa determinazione viene tenuto conto del fatto che le dismissioni di cespiti e le cessioni di impegni contrattuali preesistenti, qualora avvengano a condizioni trasparenti e concorrenziali, consentiranno di evidenziare il valore reale di mercato degli stessi e, per confronto con i relativi valori contabili, di quantificare il livello dei corrispondenti *stranded cost*.

9.7 L'insorgere di una rendita presso i produttori che dispongono di impianti idroelettrici e geotermoelettrici preesistenti deriva dalla disponibilità di una risorsa scarsa (l'acqua o le risorse geotermiche per uso elettrico), che nell'attuale regime tariffario non viene adeguatamente valorizzata. È evidente che tale rendita deve essere valutata e riallocata. Essa potrà essere utilizzata per compensare *stranded cost* che dovessero manifestarsi e non trovassero altro riconoscimento o impiegata per il finanziamento di programmi di interesse generale, come la promozione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

9.8 Il criterio di determinazione dell'effettivo ammontare degli *stranded cost*, così come le modalità del loro rimborso alle imprese che li hanno sostenuti, devono essere compatibili con la direttiva europea 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e con la normativa europea in materia di aiuti di stato.

10 Valutazione del capitale investito a fini regolatori e valore delle imprese elettriche

10.1 Come posto in evidenza nel capitolo 5, la valutazione del capitale investito a fini regolatori è necessariamente diversa dal valore dell'impresa quale può emergere sul mercato azionario, né può esistere una relazione univoca tra i due valori, in quanto:

- a) il soggetto che ha la responsabilità di regolazione basa le proprie determinazioni tariffarie su dati certi, conoscibili al momento della valutazione, mentre gli investitori, nel valutare una impresa, fanno principale riferimento all'attualizzazione di flussi finanziari futuri, basati su previsioni e attese, necessariamente incerte, dei ricavi tariffari, della dinamica dei costi anche

alla luce dell'innovazione tecnologica e dei recuperi di produttività, e del livello degli investimenti;

- b) il soggetto che ha la responsabilità di regolazione si limita a considerare il capitale investito nell'attività soggetta a regolazione tariffaria, mentre le imprese elettriche in molti casi, e in misura crescente, svolgono anche attività non soggette a regolazione tariffaria, nel settore elettrico e spesso in altri settori. Il valore di mercato di una impresa elettrica riflette dunque le prospettive di sviluppo dell'impresa e il suo posizionamento di mercato con riferimento al complesso delle sue attività.

Per illustrare i possibili rapporti tra valutazione del capitale investito a fini regolatori e valore di mercato dell'impresa è possibile riferirsi alle, seppur limitate⁶, esperienze di altri paesi europei (si veda l'appendice 4).

10.2 L'esperienza inglese mostra come il valore di mercato di una impresa elettrica possa essere sensibilmente diverso dal valore del capitale investito della stessa impresa adottato a fini regolatori. In occasione delle numerose e recenti acquisizioni di società di distribuzione dell'energia elettrica in Inghilterra e Galles, si è notato come la valutazione di mercato di tali società sia risultata pari ad un livello tra il 50% ed il 200% superiore alla valutazione del capitale investito adottata, nello stesso anno, dall'Offer a fini di regolazione delle tariffe.

10.3 Interessanti indicazioni emergono dal caso della Spagna, dove esistono valori di mercato delle imprese elettriche. Poiché la determinazione delle tariffe elettriche in Spagna non è basata su criteri e valori pubblicati, è stata effettuata una valutazione del capitale investito utilizzando gli stessi parametri adottati dall'Autorità per le imprese italiane. Il valore del capitale investito che ne risulta è sostanzialmente in linea con il valore di mercato delle stesse società.

10.4 I riferimenti anche ad altre esperienze estere in contesti paragonabili confermano in ogni caso che i criteri illustrati nel presente documento, finalizzati alla determinazione delle tariffe elettriche e quindi non appropriati alla definizione del valore di mercato di un'impresa, sono compatibili con valutazioni dell'impresa regolata superiori, anche per ammontari cospicui, rispetto al valore del capitale investito ai fini regolatori.

⁶ Infatti un confronto empirico tra valore di mercato dell'impresa e valore del capitale investito adottato ai fini della regolazione tariffaria può essere operato in pochi casi, dato che esso richiede sia una consolidata quotazione delle imprese elettriche sia una regolazione tariffaria trasparente nei suoi criteri.

11 Implicazioni del nuovo ordinamento tariffario per i consumatori di energia elettrica

11.1 Il nuovo ordinamento definito e attuato dall'Autorità con l'impostazione descritta nella presente nota comporta, a parità dei prezzi dei combustibili impiegati nella generazione di energia elettrica, riduzioni del costo dell'energia elettrica per i consumatori italiani nel triennio 2000-2002, avvicinandolo ai valori medi europei.

11.2 Si stima che nel primo anno di applicazione del nuovo ordinamento tariffario, gli utenti vincolati e quelli che, pur avendone titolo, sceglieranno, sia pure in via transitoria, di non ricorrere alle forniture sul mercato libero, beneficeranno di una riduzione nel livello tariffario medio, che lo avvicinerà a quello degli altri paesi europei, al netto delle imposte e delle eventuali variazioni delle componenti dei vincoli tariffarie destinate al finanziamento degli oneri di sistema e delle altre attività di interesse generale. Sono da prevedere variazioni tariffarie molto differenziate tra le diverse classi di utenti dovute al riallineamento delle tariffe applicate a ciascuna classe ai costi ad essa attribuiti, riallineamento che si rende necessario per eliminare o attenuare le attuali distorsioni.

11.3 In ciascuno dei successivi due anni, vale a dire negli anni 2001 e 2002, si prevede che l'aggiornamento automatico dei vincoli tariffari, secondo il metodo del *price cap*, comporti una ulteriore riduzione, in termini reali, del livello tariffario medio dell'energia elettrica per i consumatori italiani, sempre al netto delle variazioni della componente dei vincoli tariffari a copertura degli oneri di sistema.

11.4 Si prevede che i clienti idonei che si approvvigionano sul mercato libero si trovino a beneficiare nel corso dello stesso periodo 2001 – 2002 di una riduzione dei corrispettivi di vettoriamento in termini reali per effetto dell'aggiornamento dei corrispettivi con il metodo del *price cap*.

Appendice 1 – Metodo del Capital Asset Pricing Model per la determinazione del tasso di rendimento richiesto dal mercato per il capitale di rischio di imprese elettriche

Il Capital Asset Pricing Model (CAPM) ipotizza che ad ogni singolo investimento sia associata una parte di rischio che è caratteristico di quella specifica attività e che può essere eliminato attraverso la diversificazione degli investimenti ed una parte che è ineliminabile poiché comune all'intero mercato, definito rischio sistematico. Secondo il CAPM il tasso di rendimento richiesto dagli investitori sul capitale di rischio di una attività è tanto più alto quanto maggiore è il rischio sistematico di questa attività.

La remunerazione del capitale di rischio deve garantire agli investitori un premio per esporsi al rischio sistematico che, essendo correlato con l'andamento del mercato finanziario, non può essere evitato dagli operatori attraverso una opportuna politica di diversificazione di portafoglio. Il rischio non sistematico non giustifica invece un premio di rendimento per gli investitori, in quanto gli stessi possono ridurlo, fino praticamente ad eliminarlo, attraverso la diversificazione di portafoglio.

Il rendimento atteso dagli investitori, in una attività i caratterizzata da un determinato livello rischio sistematico, è fissato dal CAPM come:

$$r_i = r_f + \beta_i pr$$

dove:

- r_f è il tasso di rendimento di attività prive di rischio,
- pr è il premio per il rischio di mercato, ovvero il premio, rispetto al rendimento di attività prive di rischio, che gli investitori richiedono per detenere attività con rischio pari a quello medio di mercato,
- β_i è la misura del rischio sistematico dell'attività. Tale parametro indica il grado di rischio sistematico, e quindi non diversificabile, di una attività. Per diversificazione degli investimenti si intende una combinazione di investimenti tale che il rischio complessivo del portafoglio sia minore della somma dei rischi associati alle attività che lo compongono, se prese singolarmente.

La regolazione tariffaria mira a contemperare gli interessi degli utenti con l'equilibrio economico-finanziario delle imprese regolate; pertanto il rischio sistematico per le imprese è generalmente

ridotto. La seguente tabella mostra i valori del parametro di rischio sistematico, β , adottati dall'Autorità per le diverse attività elettriche soggette a regolazione o a vigilanza tariffaria, determinati sulla base di un campione di imprese elettriche europee operanti nelle varie fasi del settore elettrico.

	Attività elettriche		
	Generazione	Trasmissione	Distribuzione e vendita
Parametro β	0.87	0.43	0.76

Appendice 2 - Riferimenti internazionali per la fissazione dell'obiettivo di variazione del tasso annuale di produttività delle imprese elettriche

Alcuni riferimenti internazionali per quanto riguarda la fissazione, a fini regolatori, dell'obiettivo di incremento annuale di produttività per il settore elettrico, sono offerti da Francia, Inghilterra e Galles, e Norvegia.

A. *Francia*

Anche se il settore elettrico francese non è sottoposto a regolazione da parte di una autorità indipendente, il Contratto di impresa stipulato nel marzo 1997 tra Governo ed Electricité de France prevede che, tra il 1997 e la fine del 2000, le tariffe all'utenza diminuiscano in termini reali del 13,5%, equivalente ad una riduzione media annua pari a circa il 4%.

B. *Inghilterra e Galles*

In Inghilterra e Galles, nel 1996, in occasione dell'ultima revisione tariffaria per l'attività di trasmissione, il regolatore ha:

- a) disposto una riduzione tariffaria del 20% per il 1997;
- b) fissato l'obiettivo annuo di incremento di produttività per il periodo 1998-2001 pari al 4%.

L'effetto combinato delle due decisioni ha riallineato il livello tariffario per l'attività di trasmissione su valori equivalenti a quelli che si sarebbero avuti nel caso di incrementi annuali di produttività del 4% per l'intero periodo dalla privatizzazione di National Grid Company, la società di trasmissione nazionale.

Per quanto riguarda l'attività di distribuzione, in occasione delle ultime due revisioni dei livelli tariffari, una revisione periodica effettuata nel 1994 ed una revisione supplementare effettuata l'anno successivo, hanno comportato:

- a) per il 1995/96, una riduzione del livello tariffario in misura compresa, per le diverse società regionali di distribuzione, tra l'11% e il 17%, con una riduzione media del 14%;
- b) per il 1996/97, una ulteriore riduzione del livello tariffario in misura compresa, per le diverse società regionali di distribuzione, tra il 10% e il 13%, con una riduzione media dell'11,5%;
- c) la fissazione di un obiettivo annuale di incremento di produttività pari al 3% per il periodo fino al 2000.

L'effetto combinato di queste tre decisioni ha riallineato il livello tariffario per l'attività di distribuzione di tutte le società regionali su valori equivalenti a quelli che si sarebbero avuti nel caso di incrementi annuali di produttività del 3% per l'intero periodo dalla privatizzazione delle società stesse.

C. Norvegia

In Norvegia, l'obiettivo di produttività per le imprese operanti in trasmissione e distribuzione è stato fissato, nel 1997, pari al 2% annuo.

Appendice 3 – Liberalizzazione della generazione elettrica e rendita idroelettrica

L'attuale ordinamento tariffario prevede l'erogazione di contributi da parte della Cassa conguaglio per il settore elettrico alla generazione di energia elettrica differenziati per tipologia di impianto e di soggetto produttore.

Nel caso delle imprese produttrici-distributrici, è possibile distinguere tra:

- a) energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali, anche in combinazione con rifiuti o con combustibili da essi derivati, per la quale, oltre alla quota di tariffa a copertura dei costi fissi della generazione, viene riconosciuto un contributo ai costi di energia;
- b) energia elettrica prodotta da nuovi impianti⁷ che utilizzano fonti di energia rinnovabili o assimilate, per la quale, oltre alla quota di tariffa a copertura dei costi fissi della generazione, viene riconosciuto un contributo a titolo di costo evitato di combustibile, assai simile al contributo ai costi di energia, e, per i primi otto anni di esercizio dell'impianto, una ulteriore componente incentivante;
- c) energia elettrica prodotta da altri impianti (in pratica, impianti idroelettrici e geotermoelettrici preesistenti⁸), per la quale non viene riconosciuto alcun contributo oltre alla quota di tariffa a copertura dei costi fissi della generazione.

Nel caso degli impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali, il contributo ai costi di energia di cui alla lettera a) trova giustificazione nei costi del combustibile utilizzato dagli stessi impianti. Nel caso dei nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili o assimilate, il contributo di cui alla lettera b) assicura, in combinazione con l'ulteriore componente incentivante, il sostegno e l'incentivazione di queste tipologie di impianto, in alcuni casi contraddistinte da un basso impatto ambientale conseguito con l'impiego di soluzioni tecnologiche innovative che comportano in generale costi più elevati.

Nel caso di impianti gestiti da terzi produttori, il prezzo di cessione per l'energia elettrica ceduta alla rete pubblica include, in tutti i casi, una componente a titolo di costo evitato di combustibile (o

⁷ La cui data di entrata in servizio è successiva al 30 gennaio 1991, o comunque classificati "nuovi" ai sensi dei provvedimenti in materia.

⁸ La cui data di entrata in servizio è non successiva al 30 gennaio 1991 e non classificati "nuovi" ai sensi dei provvedimenti in materia.

a questo assimilabile)⁹. Anche in questo caso, la componente di costo evitato sostiene ed incentiva la produzione con tecnologie a basso impatto ambientale ma caratterizzate da elevati costi.

L'attuale sistema tariffario, prevedendo contributi differenziati per tipologia di impianto, riconosce comunque a tutta la produzione di energia elettrica, con la sola eccezione di quella da impianti idroelettrici e geotermoelettrici preesistenti gestiti da imprese produttrici-distributrici, un contributo ai costi di energia o a titolo di costo evitato di combustibile. Tale differenziazione dei contributi alla produzione di energia elettrica non è compatibile con un assetto liberalizzato della generazione. In un assetto liberalizzato, è inevitabile che si formi un unico prezzo (di mercato) dell'energia elettrica (all'ingrosso), che tutti i produttori riceveranno, indipendentemente dalla tipologia di impianto utilizzato.

Rispetto alla situazione attuale, la liberalizzazione della generazione elettrica e l'instaurarsi di meccanismi trasparenti e concorrenziali di determinazione del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso determinano un aumento della valorizzazione dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici preesistenti, il cui valore sul mercato viene allineato a quello dell'energia elettrica prodotta da altri impianti, spesso caratterizzati da costi maggiori.

⁹ Nella maggior parte dei casi, il prezzo di cessione comprende anche altre componenti.

Appendice 4 - Riferimenti internazionali sul rapporto tra valutazione del capitale investito a fini regolatori e valutazione di mercato delle imprese elettriche

Le esperienze delle imprese distributrici di energia elettrica dell'Inghilterra e del Galles e delle imprese elettriche integrate spagnole rappresentano casi significativi delle relazioni che intercorrono tra valutazioni delle imprese effettuate a fini regolatori ed il loro valore di mercato. Nel primo caso emerge che i valori assegnati alle imprese elettriche dai mercati finanziari possono essere assai diversi, e assai maggiori, della valutazione del capitale investito utilizzata a fini regolatori. L'esperienza spagnola dimostra che il valore di mercato di imprese integrate può non essere significativamente diverso da quello che si ottiene applicando i parametri valutativi utilizzati, per il caso italiano, dall'Autorità.

A. *Le imprese di distribuzione di energia elettrica dell'Inghilterra e del Galles*

Nel caso delle imprese di distribuzione di energia elettrica dell'Inghilterra e del Galles è stato effettuato un confronto tra la valutazione del capitale investito ai fini regolatori e la valutazione di mercato delle imprese effettuata ai fini di acquisizione.

Il valore del capitale investito stimato dall'Offer nel 1995 (definito come *Regulatory Asset Base*, RAB) risulta pari al valore di privatizzazione del periodo 1990-1991 aggiornato per tenere conto di investimenti addizionali e degli ammortamenti effettuati in ogni esercizio successivo. Tale valore è stato poi stimato anche per gli esercizi successivi al 1995 con lo stesso criterio utilizzato dall'Offer, sulla base dei bilanci delle imprese redatti ai fini regolatori.

Delle 12 imprese regionali di distribuzione inglesi, ben 10 sono state oggetto di acquisizione da parte di altre imprese. Il confronto tra il prezzo di cessione ed il valore del capitale investito determinato ai fini regolatori è evidenziato nella seguente tabella.

Impresa elettrica	Premio di mercato rispetto al RAB	Anno di cessione
East Midlands Electricity	99%	1998
London Electricity	77%	1998
Manweb	92%	1995
Midlands Electricity	136%	1996
Northern Electric	55%	1996
Norweb	150%	1995
Seeboard	195%	1995
Swalec	117%	1995
Sweb	88%	1995
Yorkshire Electricity	104%	1997

Dai dati emerge chiaramente una differenza elevata tra la valutazione del capitale investito a fini regolatori ed il prezzo di acquisizione, a favore di quest'ultimo. Tale prezzo può essere inteso come valore di mercato dell'impresa, che tiene conto delle prospettive future anche sulla base di eventuali sinergie tra l'impresa acquirente e l'impresa acquisita.

B. Le imprese elettriche integrate spagnole

Nel caso delle imprese elettriche integrate spagnole la valutazione di mercato, pari alla somma tra la capitalizzazione di mercato ed il debito nominale, è stata confrontata con una ipotetica valutazione del capitale investito effettuata impiegando i parametri valutativi utilizzati dall'Autorità a fini di regolazione tariffaria.

Per ciascuna fase della filiera elettrica sono stati utilizzati i seguenti valori medi unitari, rispetto ai parametri tecnici maggiormente rilevanti:

- a) per gli impianti di generazione, il valore del capitale investito per unità di potenza installata (pari a 652.000 lire/MW);
- b) per la rete in altissima ed alta tensione, il valore del capitale investito per km di linea (pari a 138.962.000 lire/km);
- c) per la rete in media e di bassa tensione, il valore del capitale investito per km di linea (pari a 23.618.000 lire/km) o, in alternativa, il valore del capitale investito per utente (pari a 821.000 lire/utente);
- d) per l'attività di vendita, il valore del capitale investito per utente (pari a 80.000 lire/utente).

Questi valori medi unitari sono stati moltiplicati per i relativi parametri tecnici dell'impresa elettrica analizzata. Il valore del capitale investito così determinato è stato confrontato con il valore di mercato delle imprese elettriche iberiche per gli esercizi 1997 e 1998, ottenuto sulla base di stime

di operatori finanziari. La tabella che segue pone in evidenza le differenze percentuali tra il valore di mercato ed il valore del capitale investito stimato come si è detto.

Impresa elettrica	Premio di mercato rispetto al valore del capitale investito calcolato con il metodo del costo di rimpiazzo
Endesa	-9%
Union Fenosa	32%
Iberdola	6%

L'esperienza delle imprese elettriche spagnole mostra come la metodologia utilizzata dall'Autorità per la determinazione del valore del capitale investito a fini della regolazione tariffaria porti, in generale, a valori sostanzialmente in linea con il valore di mercato delle imprese.