

Nota informativa (adottata il 4 agosto 1999)

NOTA INFORMATIVA SULLA REGOLAZIONE DELLE TARIFFE ELETTRICHE PER LA LIBERALIZZAZIONE DEL MERCATO

1 Premessa

1.1 La presente nota espone il contenuto delle comunicazioni predisposte dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) su richiesta del Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica e del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato. La nota illustra la regolazione tariffaria per il settore dell'energia elettrica che l'Autorità intende adottare, tenendo conto delle esigenze di sviluppo dei servizi di pubblica utilità del settore dell'energia elettrica che corrispondono agli interessi generali del Paese come indicate nel Documento di programmazione economico - finanziaria relativo alla manovra di finanza pubblica per gli anni 2000 – 2003, presentato dal Presidente del Consiglio dei ministri l'1 luglio 1999 (di seguito: Documento di programmazione economico - finanziaria per gli anni 2000 – 2003) e nelle risoluzioni con cui il Senato della Repubblica in data 28 luglio 1999 e la Camera dei deputati in data 29 luglio 1999 lo hanno approvato. Tra le esigenze di sviluppo dei servizi di pubblica utilità vi è la necessità di assicurare gradualità e chiarezza nella transizione verso il nuovo ordinamento nel quale si svilupperà il settore dell'energia elettrica e di stimolare politiche aziendali volte alla riduzione dei costi, allo sviluppo degli investimenti e all'impiego di nuove tecnologie in una prospettiva di stabilità di lungo periodo.

1.2 A tal fine, la nota, sulla base delle informazioni attualmente disponibili:

- 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 (cioè nel primo anno di applicazione del nuovo regime di regolazione) e 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 in particolare per quanto riguarda 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 a Enel Spa, in vista della sua privatizzazione.

1.3 L'Autorità ha avviato il riordino del sistema tariffario emanando i primi provvedimenti in materia: deliberazione 26 giugno 1997, n. 70/97, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 150 del 30 giugno 1997, in materia di razionalizzazione e inglobamento nella tariffa elettrica dei sovrapprezzi non destinati alle entrate dello Stato (di seguito: deliberazione n. 70/97); e deliberazione 18 febbraio 1999, n. 13/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 49 dell'1 marzo 1999, 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 Il riordino del sistema tariffario è caratterizzato dall'aderenza delle tariffe ai costi, dalla flessibilità nei rapporti tra imprese elettriche e clienti e da stimoli all'efficienza per le imprese stesse. L'aderenza ai costi richiede il graduale superamento degli attuali regimi tariffari speciali, che comportano livelli tariffari 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.

1.5 Come detto al paragrafo 1.2, nel seguito vengono presentati e descritti i criteri a cui l'Autorità si attiene nella determinazione delle tariffe per la trasmissione, distribuzione e vendita di energia elettrica, e, per la generazione, il percorso di transizione verso il mercato dell'energia elettrica all'ingrosso nel quale le tariffe saranno sostituite da prezzi contrattati.

Entro il prossimo mese di settembre l’Autorità intende pubblicare un documento per la consultazione in materia di regolazione delle tariffe di fornitura dei servizi elettrici agli utenti finali e successivamente un documento per la consultazione in materia di perequazione dei costi di distribuzione. I provvedimenti che saranno emanati dopo la consultazione completeranno il riordino del sistema tariffario.

Per mezzo della consultazione l’Autorità garantirà ai soggetti interessati la necessaria trasparenza nelle modalità con le quali è stata data attuazione agli indirizzi di politica generale formulati dal Governo e alle esigenze di sviluppo dei servizi di pubblica utilità.

2 Contesto normativo

2.1 Ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: 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, promuovendo 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 si fa 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, 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 europea 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);
- b) riserva allo Stato le attività di trasmissione e dispacciamento, attribuendole in concessione al gestore della rete di trasmissione nazionale (art. 1);
- c) prevede che l'attività di distribuzione sia esercitata in regime di concessione (art. 1);
- d) attribuisce, sulla base di criteri definiti tassativamente in relazione alle caratteristiche del consumo, 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 rimangano 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 (incluso le transazioni tra produttori ed acquirente unico) avvengano sulla base di offerte gestite dal gestore del mercato (art. 5);
- 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, individui 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, intese come prezzi massimi al netto delle imposte, 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.

L'Autorità ha inoltre la responsabilità di controllare i prezzi di cessione dell'energia elettrica all'ingrosso anche al fine di evitare che posizioni dominanti nella generazione elettrica si traducano in livelli di prezzo eccessivamente onerosi.

2.4 L'impostazione che l'Autorità intende dare alla determinazione dei nuovi livelli tariffari e al loro aggiornamento riflette le differenti prospettive di liberalizzazione nelle diverse attività o fasi (generazione, trasmissione, distribuzione e vendita), e tiene conto, per ciascuna attività, delle differenze tra gli attuali livelli tariffari e il livello dei costi del servizio.

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

2.6 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, nonché 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.

2.7 Il servizio di vettoriamento e le attività di trasmissione e distribuzione costituiscono fattispecie contrattualmente distinte, in quanto il servizio di vettoriamento è strumentale alla fornitura ai clienti idonei e le attività di trasmissione e distribuzione sono 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.

2.8 L'Autorità intende inoltre riordinare, con ulteriori provvedimenti, il sistema dei contributi di allacciamento degli utenti (sia produttori di energia elettrica, sia

consumatori) alle reti di altissima, alta, media e bassa tensione, garantendo la connessione alle reti a condizioni non discriminatorie.

3 Regolazione tariffaria della fornitura ai clienti vincolati

3.1 L'ordinamento tariffario della fornitura di servizi elettrici ai clienti vincolati proposto dall'Autorità è basato su un sistema di vincoli tariffari, intesi come livelli massimi dei prezzi, al netto delle imposte, che i distributori-fornitori locali possono applicare. 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.

3.2 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 trasporto dell'energia elettrica) ed altri che sono invece generati direttamente dalle attività di distribuzione e vendita dell'energia elettrica. Rispetto alla fornitura di energia elettrica, le attività delle altre fasi del servizio elettrico rappresentano un input del processo produttivo. Nell'assetto di mercato delineato dal decreto legislativo n. 79/99, le imprese distributrici-fornitrici:

- 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 soggetti terzi da altre imprese concessionarie del servizio di distribuzione;
- d) distribuiscono e vendono l'energia elettrica ai clienti finali.

I paragrafi da 3.3 a 3.9 illustrano le modalità di trasferimento nei vincoli tariffari delle componenti di costo di cui alle lettere a), b) e c). I paragrafi 3.10 e 3.11 delineano le modalità per il riconoscimento alle imprese distributrici-fornitrici delle componenti di costo di cui alla lettera d). Il capitolo 4 presenta le attività di interesse generale e gli oneri generali afferenti al sistema elettrico finanziati anche attraverso i vincoli tariffari. La metodologia di determinazione del livello tariffario iniziale è

descritta nel capitolo 5, mentre il capitolo 6 presenta i criteri di aggiornamento delle tariffe.

A Generazione

3.3 Le modalità di approvvigionamento da parte dei distributori dell'energia elettrica destinata alla fornitura ai clienti vincolati si modificheranno nel tempo, in conseguenza dell'attuazione di quanto disposto dal decreto legislativo n. 79/99. E' possibile individuare due stadi transitori, prima che si possa raggiungere l'assetto istituzionale ed organizzativo previsto per il mercato elettrico a regime.

3.4 Nel primo stadio i distributori-fornitori acquisteranno l'energia elettrica destinata alla fornitura dei clienti vincolati direttamente dai produttori per mezzo di contratti bilaterali, in quanto l'acquirente unico non sarà ancora stato istituito, o comunque non avrà raggiunto la piena operatività. Sarà quindi necessario mantenere una regolazione diretta dei prezzi di cessione dell'energia elettrica dai produttori ai distributori-fornitori, anche in considerazione del fatto che le controparti di tali transazioni potrebbero essere parte dello stesso gruppo societario (come nel caso delle attuali imprese produttrici - distributrici). L'Autorità fisserà un prezzo di cessione all'ingrosso dell'energia elettrica per la fornitura ai clienti vincolati.

Nel secondo stadio l'acquirente unico, assunta la piena operatività, si approvvigionerà di energia elettrica e potenza dai produttori sulla base di contratti stipulati con procedure trasparenti e non discriminatorie, 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. I prezzi di cessione dell'energia elettrica dall'acquirente unico ai distributori-fornitori saranno fissati dall'acquirente unico stesso, sulla base di direttive formulate dall'Autorità ai sensi dell'art. 4, comma 6, del decreto legislativo n. 79/99. Le direttive dell'Autorità prevederanno che i prezzi di cessione siano fissati ad un livello tale da coprire i costi sostenuti dall'acquirente unico per l'approvvigionamento dell'energia elettrica dai produttori, nonché i costi di funzionamento dell'acquirente unico stesso.

A decorrere dall'1 gennaio 2001 l'acquisto e la vendita dell'energia elettrica all'ingrosso (incluso le transazioni tra produttori ed acquirente unico) potranno

avvenire sulla base di offerte gestite dal gestore del mercato, come previsto dall'art. 5, comma 2, del decreto legislativo n. 79/99. Il prezzo di cessione dell'energia elettrica dall'acquirente unico ai distributori-fornitori rifletterà i prezzi ai quali l'acquirente unico acquisterà tale energia, attraverso il sistema delle offerte organizzato dal gestore del mercato o con contratti bilaterali, maggiorati di una componente a copertura dei costi di funzionamento dell'acquirente unico.

3.5 Il prezzo di cessione dai produttori ai distributori-fornitori nel primo stadio e, successivamente, dall'acquirente unico ai distributori-fornitori, opportunamente modificato per tenere conto delle perdite di energia elettrica nel trasporto fino ai clienti finali, determinerà il valore della componente di tariffa a copertura dei costi di acquisto dell'energia elettrica.

3.6 L'acquirente unico sarà obbligato ad acquistare "economicamente", ovvero acquistare alle migliori condizioni disponibili. Dal punto di vista della regolazione tariffaria risulta necessario assicurarsi che l'acquirente unico abbia accesso a condizioni di approvvigionamento (condizioni offerte direttamente dai produttori e prezzi prevalenti nel sistema delle offerte organizzato dal gestore del mercato) basate sui costi di produzione dell'energia elettrica, come avverrebbe qualora il settore della generazione di energia elettrica fosse caratterizzato da attiva concorrenza tra produttori.

Pertanto, l'assetto della generazione elettrica prefigurato dal decreto legislativo n. 79/99, nel quale l'Enel Spa manterrebbe, anche dopo l'1 gennaio 2003, il controllo di una quota prossima al 50% dell'energia elettrica prodotta e importata in Italia calcolata come media su base triennale, fa ritenere che permanga, almeno per alcuni anni, una posizione dominante nella generazione dell'energia elettrica (e nella vendita dell'energia elettrica all'ingrosso). L'Autorità dovrà di conseguenza esercitare, almeno sino a quando permarrà la posizione dominante di un singolo soggetto, le funzioni di controllo dei prezzi rientranti nelle proprie competenze, nelle forme della sorveglianza sul mercato dell'energia elettrica all'ingrosso in relazione a criteri da essa fissati per la negoziazione del prezzo (prezzo di riferimento), e, solo se necessario, attraverso la determinazione di un prezzo di cessione.

3.7 Il prezzo di cessione che l'Autorità fisserà nel primo stadio transitorio si applicherà alla cessione di energia elettrica prodotta da qualsiasi impianto nei vari periodi di tempo. Analogamente, il prezzo di riferimento utilizzato successivamente ai fini di sorveglianza non sarà differenziato per tipologia di impianto. Ai soli fini del loro aggiornamento, tali prezzi si articoleranno in due componenti, una a copertura dei costi fissi e una a copertura dei costi variabili.

B *Trasmissione*

3.8 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 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.

3.9 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 e vendita ai clienti vincolati*

3.10 I costi dell'attività di distribuzione dell'energia elettrica e quelli relativi all'attività di vendita 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 l'attività di vendita da essi svolta.

3.11 Al fine di garantire la tariffa unica nazionale per tipologia di utenza, dovendo tener conto di significative differenze nei costi di distribuzione e vendita dell'energia elettrica tra diversi ambiti territoriali del Paese, 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 e vendita ai clienti vincolati 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-fornitori che operano in ambiti territoriali che, per le caratteristiche dell'utenza, inclusa la sua composizione e struttura, e le caratteristiche del territorio, presentano costi di distribuzione e vendita inferiori alla media nazionale contribuiscano a finanziare l'attività di distribuzione e vendita in aree caratterizzate da costi di distribuzione superiori alla media nazionale. Il riferimento esclusivo alle caratteristiche dell'utenza e del territorio, 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*.

4 Costi sostenuti nell'interesse generale e oneri generali afferenti al sistema elettrico

4.1 La legge n.481/95 prevede che l'Autorità nello stabilire e aggiornare la tariffa base assicuri il recupero dei costi sostenuti nell'interesse generale; a tal fine la legge indica i parametri e gli elementi di riferimento che l'Autorità deve considerare nel determinare le modalità per il recupero dei costi.

Senza interventi sulle disposizioni relative alle prestazioni imposte per recuperare i costi sostenuti nell'interesse generale, si verrebbe a creare una situazione nella quale il finanziamento di attività di interesse generale sarebbe progressivamente posto a carico di una sola parte dell'utenza (quella vincolata), laddove l'altra (utenza idonea) trarrebbe beneficio delle utilità generali garantite attraverso quelle prestazioni senza sostenerne i relativi oneri.

La previsione dell'articolo 3, comma 11, del decreto legislativo n. 79/99, integra quella dell'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge n. 481/95.

Costituiscono costi sostenuti nell'interesse generale e oneri generali afferenti al sistema elettrico:

- a) i costi relativi a recuperi di qualità del servizio rispetto a standard prefissati;
- b) i costi derivanti dalla realizzazione di obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse;

- c) gli oneri connessi alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili;
- d) i costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo o dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale;
- e) i costi derivanti dall'adozione di interventi volti al controllo e alla gestione della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse.
- f) la reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti per l'attività di generazione di energia elettrica, limitatamente alla quota non recuperabile a seguito dell'attuazione della direttiva europea 96/92/CE;
- g) la compensazione della maggiore valorizzazione, derivante dall'attuazione della direttiva europea 96/92/CE, dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici, già realizzati alla data del 19 febbraio 1997, di proprietà di imprese produttrici-distributrici e non ammessi a contribuzione ai sensi dei provvedimenti del Comitato interministeriale dei prezzi 14 novembre 1990, n. 34, e 29 aprile 1992, n. 6;
- h) i costi connessi allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse e conseguenti, in quanto svolte dalla società costituita a tal fine dall'Enel Spa a norma dell'art. 13 del decreto legislativo 79/99;
- i) i costi relativi all'attività di ricerca e sviluppo finalizzata all'innovazione tecnologica di interesse generale per il sistema elettrico;
- j) gli oneri derivanti dall'applicazione di condizioni tariffarie favorevoli per le forniture di energia elettrica previste dalle norme primarie richiamate nell'art. 2, comma 2.4 della deliberazione n. 70/97, e dal decreto 19 dicembre 1995 del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato.

5 Determinazione del livello tariffario iniziale

A Metodologia

5.1 La metodologia utilizzata dall'Autorità per la fissazione dei vincoli tariffari prende a riferimento i costi effettivi del settore dell'energia elettrica. Il vigente livello tariffario non può infatti essere di guida, essendo rimasto sostanzialmente invariato dal 1994, quando venne definito sulla base dei costi dell'Enel, allora ente pubblico, come desunti dai dati consuntivi per l'esercizio 1992 e dei dati previsionali relativi

all'esercizio 1993. Inoltre le determinazioni tariffarie di allora hanno definito l'articolazione delle tariffe per classe di utenza sulla base di criteri diversi da quello della rispondenza ai costi. La ricognizione degli attuali costi del settore elettrico è quindi essenziale anche per razionalizzare la struttura tariffaria per le diverse tipologie di utenza.

5.2 Nel nuovo ordinamento tariffario si fa riferimento ai costi (unitari) dell'Enel Spa, quale operatore principale in tutte le fasi del settore, 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 ai fini della regolazione tariffaria.

Nella fissazione dei parametri tariffari relativi alle attività di trasmissione, distribuzione e vendita, così come nella determinazione del prezzo di cessione o di riferimento dell'energia elettrica all'ingrosso, la metodologia adottata assicura la copertura dei costi riconosciuti.

5.3 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 alla sospensione e interruzione del 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.

5.4 Al totale dei costi riconosciuti concorrono:

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

5.5 Ai fini del riconoscimento dei costi operativi, l'Autorità fa riferimento ai costi effettivamente sostenuti dalle imprese esercenti. Questa impostazione privilegia la

continuità nei livelli tariffari. Il nuovo ordinamento tariffario fornisce peraltro stimoli alle imprese a ridurre i propri costi verso livelli efficienti (si veda il capitolo 6).

5.6 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, vale a dire 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 analogo profilo di rischio.

5.7 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.

5.8 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.

5.9 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.

5.10 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, nel contesto europeo, delle 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:

E = capitale di rischio

D = indebitamento

k_e = tasso di rendimento del capitale di rischio

k_d = tasso di rendimento sull'indebitamento

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

5.11 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 prima delle imposte. Nell'attuale regime fiscale, il livello dell'aliquota fiscale sull'utile ante imposte risulta diverso rispetto all'aliquota utilizzata 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).

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

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

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

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

5.13 Nella valutazione del capitale investito, a cui applicare i tassi di remunerazione presentati nella precedente tabella, i mercati finanziari internazionali fanno di norma riferimento al metodo del valore attuale dei flussi di cassa futuri. Tale metodo non è utilizzabile per le determinazioni tariffarie relative a imprese monopoliste soggette a regolazione 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.

5.14 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 in data 2 dicembre 1994 dalla banca d'affari Kleinwort Benson Limited, che a sua volta si è avvalsa di una perizia indipendente effettuata dalla società American Appraisal Italia

srl, è stata deliberata dal Consiglio di amministrazione dell'Enel Spa¹ e autorizzata con decreto del Ministro del tesoro²;

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'impostazione seguita 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.

Il valore di rimpiazzo del capitale investito a cui verrà fatto riferimento nella fissazione dei livelli tariffari all'inizio del secondo periodo di regolazione potrà derivare, in alternativa ai valori contabili, da una stima peritale che l'Autorità commissionerà ad una società specializzata.

B Generazione

5.15 Il prezzo di cessione dell'energia elettrica dai generatori ai distributori-fornitori per la fornitura ai clienti vincolati, al netto della quota a copertura dei costi di combustibile, sarà fissato per l'anno 2000 nella misura risultante dall'applicazione del metodo descritto nella precedente sezione A e sarà compreso tra 46 e 48 lire/kWh, pari al valore medio unitario dei costi fissi riconosciuti dall'Autorità per la produzione nazionale. La quota a copertura dei costi di combustibile sarà fissata pari al costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali, come definito dalla deliberazione n. 70/97.

Tale livello del prezzo di cessione appare remunerativo per un nuovo operatore che entri nel mercato elettrico, essendo certamente non inferiore ai livelli di ricavo unitario prevalenti sui mercati internazionali. Livelli superiori costituirebbero fonte di rendita per i nuovi entranti.

¹ In data 17 maggio 1994, in via transitoria (esercizio 1993); in data 12 dicembre 1994, in via definitiva (esercizio 1994).

² In data 25 maggio 1994, relativamente alle rettifiche in via transitoria; in data 19 gennaio 1995, relativamente alle rettifiche definitive.

5.16 Il prezzo di cessione o di riferimento, includendo una componente a copertura dei costi variabili di combustibile e, per la restante parte, basandosi sui costi fissi della produzione elettrica nazionale, risulterà, rispetto alla situazione attuale, in una maggiore valorizzazione:

- a) della generazione idroelettrica e geotermoelettrica delle imprese produttrici-distributrici³, dal momento che il prezzo di cessione o di riferimento includerà una componente a copertura dei costi variabili (di combustibile), che invece questi impianti non sostengono e per i quali nel sistema vigente non viene riconosciuto un contributo tariffario (si veda l'appendice 2);
- b) dell'energia elettrica importata a condizioni più favorevoli rispetto ai costi medi nazionali, alla quale non potrà non essere applicato il medesimo prezzo di cessione o di riferimento che si applicherà all'energia elettrica di produzione nazionale.

5.17 Questa maggiore valorizzazione, qualora fosse lasciata a beneficio delle imprese produttrici-distributrici ed importatrici, creerebbe posizioni di rendita per le imprese stesse e genererebbe un onere per il sistema elettrico, come conseguenza diretta del processo di liberalizzazione, imponendo ai consumatori maggiori esborsi tariffari non basati su maggiori costi.

Nel caso dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici, tale conseguenza deve essere evitata assoggettando questa energia⁴ a maggiorazioni ai corrispettivi di accesso e di uso delle reti di trasporto, ai sensi dell'art. 3, comma 10, del decreto legislativo n. 79/99, fino alla scadenza delle attuali concessioni di derivazione d'acqua per usi idroelettrici e di utilizzo delle risorse geotermiche a scopo termoelettrico. Il gettito di queste maggiorazioni potrà essere utilizzato per compensare "stranded cost" che dovessero manifestarsi e non trovassero altro riconoscimento o impiegato per il finanziamento di oneri generali afferenti al sistema elettrico, tra cui, ad esempio, quelli relativi alla promozione dell'energia elettrica prodotta da impianti che utilizzano fonti rinnovabili.

³ Esclusa la generazione elettrica ammessa ai contributi ai sensi dei provvedimenti del Comitato interministeriale dei prezzi 14 novembre 1990, n. 34, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 270 del 19 novembre 1990, e 29 aprile 1992, n. 6, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 109 del 12 maggio 1992.

⁴ Ad eccezione dell'energia elettrica ammessa ai contributi ai sensi dei provvedimenti del Comitato interministeriale dei prezzi 14 novembre 1990, n. 34, e 29 aprile 1992, n. 6.

Nel caso delle importazioni di energia elettrica, l’Autorità provvederà a determinare modalità e condizioni di ripartizione della capacità di interconnessione con l’estero, non già utilizzata da contratti di lungo termine in essere alla data del 19 febbraio 1997, ai sensi dell’art. 10, comma 2, del decreto legislativo n. 79/99, anche attraverso meccanismi di mercato.

5.18 Il prezzo di cessione o di riferimento, fissato con le modalità sopra definite, una volta corrisposte le maggiorazioni previste al paragrafo 5.17, risulta in un ricavo medio unitario per la generazione di energia elettrica significativamente inferiore rispetto a quello implicito negli attuali livelli tariffari. A questo proposito occorre considerare che:

- a) l’art. 1, comma 1, della legge n. 481/95, prevede che l’Autorità, nell’esercizio delle sue funzioni di regolazione, assicuri condizioni di economicità e redditività ai soggetti esercenti e che il sistema tariffario debba armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse;
- b) il Documento di programmazione economico – finanziaria per gli anni 2000 - 2003, con riferimento alla definizione del nuovo ordinamento tariffario per il settore elettrico, afferma che gli obiettivi di “efficienza economica e finanziaria delle tariffe sono conseguibili attraverso interventi sulle tariffe e sui corrispettivi che, a partire dagli attuali livelli, ne determinino una graduale riduzione, secondo meccanismi predefiniti, in modo da stimolare politiche aziendali volte alla riduzione dei costi, allo sviluppo degli investimenti ed all’impiego di nuove tecnologie in una prospettiva di stabilità di lungo periodo”.

5.19 Pertanto, al fine di garantire la gradualità nel passaggio al nuovo ordinamento tariffario, l’Autorità intende riconoscere per gli anni 2000 e 2001, all’energia elettrica prodotta dalle imprese elettriche aventi il diritto, ad eccezione di quella ammessa ai contributi ai sensi dei provvedimenti del Comitato interministeriale dei prezzi 14 novembre 1990, n. 34 (di seguito: provvedimento Cip n. 34/90), e 29 aprile 1992, n. 6 (di seguito: provvedimento Cip n. 6/92), una ulteriore componente del prezzo di cessione o di riferimento, stimabile in circa 6 lire/kWh. Questa componente potrà essere compensata con le maggiorazioni ai corrispettivi di accesso e di uso delle reti di trasporto, come delineate nel paragrafo 5.17, qualora dovute.

5.20 Inoltre, l'Enel Spa beneficerà della maggiore valorizzazione che il prezzo di cessione o di riferimento assicurerà all'energia elettrica importata sulla base di contratti di lungo termine in essere alla data del 19 febbraio 1997, come detto nel paragrafo 5.16. Questa maggiore valorizzazione, che si evidenzierà nel corso della durata dei contratti, potrà essere attualizzata dall'Enel Spa attraverso;

- a) la cessione di tali contratti, ove ciò sia possibile;
- b) il ricorso a contratti bilaterali, fisici o finanziari, nei quali vengono cedute a un terzo operatore, contro un corrispettivo a pronti, cioè corrisposto interamente all'atto della cessione, rispettivamente, l'energia elettrica importata o la maggiore valorizzazione di tale energia.

C *Trasmissione, distribuzione e vendita ai clienti vincolati*

5.21 Per le attività di trasmissione, distribuzione e vendita ai clienti vincolati il passaggio ai nuovi livelli tariffari, determinati secondo la metodologia sopra esposta e già applicata con la deliberazione n. 13/99 in materia di condizioni tecnico-economiche del servizio di vettoriamento dell'energia elettrica, si colloca in un percorso di riduzione graduale a partire dai livelli tariffari attuali.

5.22 Per l'anno 2000:

- a) nel caso del trasporto di energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale, i corrispettivi che i distributori-fornitori dovranno pagare al gestore della rete di trasmissione nazionale saranno fissati in linea con i corrispettivi di vettoriamento introdotti dalla deliberazione n. 13/99. Questi corrispettivi consentiranno al gestore della rete di trasmissione nazionale di riconoscere canoni ai proprietari delle infrastrutture rientranti nell'ambito della rete stessa. Nel caso dell'Enel Spa, relativamente alla consistenza, al 18 febbraio 1999, delle infrastrutture di trasmissione, come definita dalla stessa società, tali canoni consentiranno la copertura dei costi relativi all'attività di trasmissione, nella misura riconosciuta dall'Autorità e pari a 1384 miliardi di lire. Ciò comporta una riduzione di circa il 9% rispetto alla quota stimata dei ricavi tariffari dell'Enel Spa per il 1999 destinata alla copertura dei costi di trasmissione;

- b) nel caso delle attività di distribuzione e vendita, i parametri della relativa componente della tariffa saranno fissati in modo da assicurare all'Enel Spa, relativamente all'assetto e alla consistenza, al 18 febbraio 1999, di tali attività, come definite dalla stessa società, la copertura dei costi relativi alle attività di distribuzione e vendita, nella misura riconosciuta dall'Autorità e pari a 10260 miliardi di lire⁵. Ciò comporta una riduzione di circa il 10% rispetto alla quota stimata dei ricavi tariffari dell'Enel per il 1999 destinata alla copertura dei costi di distribuzione e vendita.

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 e delle maggiorazioni a copertura dei costi sostenuti nell'interesse generale e degli oneri generali afferenti al sistema elettrico (di cui al capitolo 4), la legge non prevede specifici meccanismi. Queste componenti vengono pertanto aggiornate dall'Autorità secondo le necessità di gettito per la copertura di tali costi ed oneri.

A Generazione

6.2 Come illustrato nella sezione B del capitolo 3, 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

⁵ Il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 25 giugno 1999, pubblicato nel Supplemento ordinario alla Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 151 del 30 giugno 1999, ha ricompreso nella rete di trasmissione nazionale alcune delle infrastrutture che l'Enel Spa precedentemente definiva di distribuzione. Pertanto la copertura dei costi riconosciuti nella misura indicata nel testo avverrà non solo attraverso la componente dei vincoli tariffari a copertura dei costi di distribuzione, ma anche, relativamente alle suddette infrastrutture, attraverso i canoni riconosciuti all'Enel Spa dal gestore della rete di trasmissione nazionale.

approvvigionamento di energia da parte dell'acquirente unico (o dei distributori-fornitori), attraverso il sistema delle offerte gestito dall'operatore di mercato, o direttamente dai produttori. L'aggiornamento periodico del prezzo di cessione o di riferimento sarà effettuato dall'Autorità utilizzando modalità distinte per la parte commisurata alla copertura dei costi fissi della produzione di energia elettrica e per la parte commisurata alla copertura dei costi di combustibile. La parte commisurata alla copertura dei costi fissi sarà mantenuta costante, in termini nominali, fino al 31 dicembre 2002. Tale parte potrà in seguito variare, anche tenendo conto di stime peritali che l'Autorità potrà commissionare ad una società specializzata. La parte commisurata alla copertura del costo del combustibile verrà fissata, per ogni bimestre, pari al costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali, come definito dalla deliberazione n. 70/97.

B Trasmissione, distribuzione e vendita ai clienti vincolati

6.3 La componente tariffaria a copertura dei costi di trasmissione, di distribuzione e vendita 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 La durata del periodo di regolazione per le attività di trasmissione, distribuzione e vendita a clienti vincolati viene fissata in quattro anni, in considerazione della necessità di fornire alle imprese un elevato grado di certezza sui futuri livelli tariffari.

6.5 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 delle attività di vendita;
- c) dei corrispettivi di vettoriamento.

6.6 Il metodo adottato implica che la variazione annuale del livello tariffario, in termini reali, corrisponda a un obiettivo di aumento di efficienza. All'interno del primo periodo di regolazione, i corrispettivi unitari di trasmissione, che finanziano i canoni riconosciuti ai proprietari delle infrastrutture comprese nell'ambito della rete di trasmissione nazionale, saranno aggiornati applicando una riduzione annuale, in termini reali, pari al 4%. I parametri relativi all'attività di trasmissione contenuti nella tariffa saranno aggiornati in modo da consentire ai distributori-fornitori di recuperare dall'utenza quanto corrisposto al gestore della rete di trasmissione nazionale a titolo di corrispettivi di trasmissione. Analogamente, i parametri della componente tariffaria riguardante le attività di distribuzione e vendita saranno aggiornati applicando una riduzione annuale, in termini reali, pari al 4%. I corrispettivi di vettoriamento seguiranno una dinamica analoga. Tali obiettivi di variazione sono in linea con quelli attualmente applicati in altri paesi europei (si veda l'appendice 3).

6.7 Nel periodo di regolazione le imprese saranno stimolate a perseguire aumenti di produttività poiché la dinamica dei parametri è prefissata e quindi ogni miglioramento introdotto ha positivi effetti sulla redditività delle imprese stesse. Va anche notato che nel nuovo ordinamento tariffario proposto dall'Autorità tale effetto di stimolo si estende per una durata media superiore a quella del periodo di regolazione. Infatti l'Autorità, a motivo dei tempi tecnici occorrenti per la raccolta e l'elaborazione dei dati, nella fissazione dei livelli tariffari per l'anno 2000 fa riferimento ai costi relativi all'esercizio 1997. Qualsiasi recupero di produttività ottenuto dalle imprese negli anni 1998, 1999, 2000 e 2001 andrà a beneficio delle stesse imprese fino alla successiva revisione del livello tariffario che avverrà al termine del primo periodo di regolazione, cioè con decorrenza dal 2004, e che presumibilmente assumerà come riferimento i dati relativi all'esercizio 2001. Analogamente, assumendo una durata di quattro anni anche per il secondo periodo di regolazione, con tasso di riduzione annuale dei livelli tariffari da definire, ogni ulteriore recupero di produttività conseguito dalle imprese negli anni 2002, 2003, 2004 e 2005 rimarrà a totale beneficio delle stesse fino all'anno 2008, quando il livello tariffario verrà rivisto facendo presumibilmente riferimento ai dati relativi all'esercizio 2005. Conseguentemente, anche se in occasione della revisione

periodica delle tariffe al termine di ciascun periodo di regolazione i nuovi livelli tariffari venissero determinati esclusivamente in relazione ai costi medi delle imprese, i benefici derivanti da aumenti di produttività conseguiti dalle imprese verrebbero trasferiti ai consumatori con un differimento variabile da tre a sei anni. Per un periodo medio di quattro anni e mezzo le imprese potrebbero dunque beneficiare dalle riduzioni dei costi conseguite.

6.8 Al fine di accentuare lo stimolo per le imprese ad aumentare la produttività, viene stabilito che i livelli tariffari all'inizio del successivo periodo di regolazione siano determinati in modo da ripartire tra le imprese e l'utenza le eventuali riduzioni dei costi che siano state conseguite nel periodo precedente grazie ad aumenti di produttività che eccedano la misura predeterminata con la riduzione del 4% annuo nei parametri tariffari.

Nella ripartizione del beneficio tra imprese e utenti, la quota lasciata alle imprese sarà non superiore al 50%. Si tiene in ciò conto del fatto che investimenti finalizzati a incrementi di produttività entrano, all'inizio del successivo periodo di regolazione, a far parte del capitale investito cui è assicurata la remunerazione.

6.9 Pertanto, il livello tariffario per il primo anno del secondo periodo di regolazione verrà determinato:

- a) definendo, per ciascuna attività, un livello dei costi non più alto del valore medio tra i costi rilevati per l'anno di riferimento (l'ultimo per il quale i dati di costo saranno tempestivamente disponibili, presumibilmente il 2001 per il periodo di regolazione 2004 – 2007) ed i livelli dei ricavi tariffari per lo stesso anno, come determinati dalla dinamica tariffaria definita all'inizio del periodo di regolazione;
- b) individuando, sulla base del suddetto livello dei costi, i nuovi livelli tariffari;
- c) aggiornando questi livelli attraverso una loro riduzione annuale, in termini reali, del 4%, per il periodo intercorrente tra l'anno di riferimento e l'anno di applicazione.

7 Regolazione della qualità del servizio e livelli tariffari

7.1 L'Autorità intende introdurre un meccanismo che colleghi i livelli di continuità del servizio con i livelli tariffari. In tema di continuità del servizio, in un contesto come quello italiano, caratterizzato da forti divari tra i diversi ambiti territoriali del Paese, l'Autorità persegue il duplice obiettivo di promuovere miglioramenti dei livelli di continuità nelle zone in cui questi sono oggi meno soddisfacenti (Centro-Sud) e di salvaguardare e innalzare 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 sarà basata su un meccanismo di contributi a riconoscimento dei risultati raggiunti, in termini di riduzione della durata e del numero di interruzioni, e viceversa 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 (in termini di frequenza e durata delle interruzioni) comune per tutti i soggetti esercenti. Il meccanismo di promozione di miglioramenti nella continuità del servizio potrà entrare in funzione, anche contestualmente al completamento del riordino del sistema tariffario, avvalendosi dei 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 gestito dall'operatore di mercato. I prezzi di tali cessioni coprono l'intero costo di produzione di energia elettrica, incluso quindi il costo relativo ai combustibili, in ciò sostituendo 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.

8.2 Come delineato nel paragrafo 3.6, la cessione dell'energia elettrica all'ingrosso da parte dei produttori avverrà inizialmente sulla base di un prezzo di

cessione fissato dall'Autorità e, una volta che l'acquirente unico avrà assunto la piena funzionalità, sulla base di prezzi concordati tra produttori e acquirente unico o attraverso il sistema delle offerte gestito dal gestore del mercato. In queste condizioni risulta difficile formulare previsioni su quale potrà essere la dinamica dei ricavi per i generatori derivanti dalla cessione di energia elettrica.

8.3 Nel caso dell'attività di produzione delle attuali imprese produttrici-distributrici, ulteriori ricavi deriveranno, per gli anni 2000 e 2001, dalla ulteriore componente del prezzo di cessione o di riferimento di cui al paragrafo 5.19. Inoltre, le stesse imprese saranno ammesse alla compensazione dei costi non recuperabili relativi all'attività di generazione, come delineato nel capitolo 9.

8.4 Tenuto conto di ciò, e sulla base dei previsti livelli dei prezzi di riferimento che l'Autorità utilizzerà a fini di sorveglianza del mercato, si può stimare che, nel caso dell'Enel Spa, a parità di consistenza del parco degli impianti di generazione e di livello dei prezzi dei combustibili⁶, i ricavi complessivi afferenti all'attività di generazione si ridurranno, nel 2003, di circa il 18% rispetto ai ricavi tariffari che si stima siano destinati nel 1999 dalla stessa società alla copertura dei costi di generazione.

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

8.6 Nel caso dei soggetti proprietari delle infrastrutture incluse nell'ambito della rete di trasmissione nazionale, i ricavi sono rappresentati dai canoni riconosciuti dal gestore della rete di trasmissione nazionale.

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

- a) ricavi da vendita all'utenza vincolata, entro i limiti stabiliti dai vincoli tariffari;

⁶ Ad un livello equivalente ad un valore del costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali, come definito dall'art. 6 della deliberazione n. 70/97, pari a 50 lire/kWh.

- b) ricavi da vendita a clienti idonei;
- c) ricavi derivanti da corrispettivi per l'accesso e l'uso della rete di distribuzione;
- d) contributi (positivi o negativi) di perequazione territoriale;
- e) contributi per il raggiungimento (o viceversa sanzioni per il mancato raggiungimento) da parte dell'impresa di livelli di continuità del servizio definiti dall'Autorità.

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. I contributi di cui al punto e) sono finanziati da una maggiorazione tariffaria, a carico di tutta l'utenza elettrica nazionale, come delineato nel capitolo 4. Viceversa eventuali sanzioni potranno tradursi in riduzioni tariffarie.

8.8 Gli effetti del nuovo ordinamento tariffario sui ricavi delle attività di trasmissione, distribuzione e vendita sono stati delineati nei paragrafi 5.22 e 6.6. Per il complesso delle attività che costituiscono la gestione caratteristica del servizio elettrico (generazione, trasmissione, distribuzione e vendita), il nuovo ordinamento tariffario comporterà, nel caso dell'Enel Spa, una riduzione, tra il 1999 ed il 2003, dei ricavi a copertura dei costi di tali attività stimabile in circa il 17%, a parità di livello dei prezzi dei combustibili. L'effettivo andamento dei ricavi dell'Enel Spa negli anni a venire dipenderà peraltro dalle decisioni che gli amministratori della società assumeranno riguardo ai contratti di importazione di energia elettrica, come indicato nel paragrafo 5.20.

9 Liberalizzazione del settore elettrico: costi non recuperabili

9.1 La transizione da un sistema soggetto a regolazione tariffaria ad un sistema nel quale, almeno per quanto riguarda l'attività di generazione di energia elettrica, è previsto un assetto concorrenziale, può rendere impossibile, per le imprese produttrici-distributrici, il recupero di parte dei costi già sostenuti per lo sviluppo del parco di generazione (*stranded cost*). Potranno quindi emergere minusvalenze relativamente a investimenti effettuati e costi non recuperabili in relazione ad impegni contrattuali assunti in passato.

I costi non recuperabili sostenuti dalle imprese produttrici-distributrici fino alla data del 18 febbraio 1999 saranno ammessi al meccanismo di compensazione previsto per gli oneri generali afferenti al sistema elettrico. Tale meccanismo potrà essere finanziato attraverso una quota del corrispettivo di uso delle reti di trasporto dell'energia elettrica.

9.2 Allo stesso fine sarà utilizzato il gettito delle maggiorazioni ai corrispettivi di uso delle reti per il trasporto dell'energia elettrica prodotta dagli impianti idroelettrici e geotermoelettrici, di cui al paragrafo 5.17. Qualora questo gettito fosse in eccesso al fabbisogno del meccanismo di compensazione dei costi non recuperabili, l'eccedenza potrebbe essere destinata al finanziamento di altre attività di interesse generale afferenti al sistema elettrico.

9.3 Al fine dell'ammissibilità al meccanismo di compensazione deve trattarsi di costi non recuperabili:

- a) che derivino da investimenti rispetto ai quali la maggior parte dei costi sono riferiti ad obbligazioni assunte anteriormente al 19 febbraio 1997 o da impegni contrattuali assunti prima della stessa data, aventi giustificazione di opportunità economica nel momento e nel contesto in cui furono decisi, o che comunque siano stati imposti all'impresa da atti di normazione primaria o secondaria ovvero da atti di amministrazione e di programmazione, e
- b) che emergano come diretta conseguenza dall'attuazione in Italia della direttiva europea 96/92/CE.

Rientrano nella definizione:

- i) gli investimenti in impianti di generazione di energia elettrica in servizio, purché rispettino il vincolo di cui alla lettera a), esclusi quelli ammessi a contribuzione ai sensi dei provvedimenti Cip n. 34/90 e n. 6/92;
- ii) gli impegni contrattuali assunti dall'Enel Spa per l'importazione di gas naturale dalla Nigeria.

9.4 Per ciascuna delle due categorie individuate, la quantificazione dei costi non recuperabili da ammettere a compensazione in favore delle imprese che li hanno sostenuti deve comunque essere effettuata considerando che:

- a) la capacità dell'impresa di recuperare i costi connessi ad investimenti e a impegni contrattuali assunti varia nel tempo. Ciò dipende principalmente dall'effettivo grado di liberalizzazione raggiunto dal mercato dell'energia elettrica e dal prezzo ricavato dalla vendita dell'energia elettrica all'ingrosso. L'esatta quantificazione del livello dei costi non recuperabili, anche se sulla base di criteri predefiniti, può quindi solo essere determinata a posteriori;
- b) fino a quando l'Autorità determinerà il prezzo di cessione o di riferimento per l'energia elettrica all'ingrosso, la quantificazione dei costi non recuperabili dovrà avvenire rispetto a tale prezzo.

9.5 Il meccanismo di quantificazione dei costi non recuperabili ammessi a compensazione fa riferimento a formule che consentono, anno per anno, di stabilire il valore di tali costi. Tale meccanismo, così come le modalità del rimborso alle imprese che li hanno sostenuti dei costi non recuperabili, devono essere compatibili con la direttiva europea 96/92/CE e con la normativa europea in materia di aiuti di Stato⁷.

A Investimenti in impianti di generazione di energia elettrica

9.6 Nel caso degli investimenti in impianti di generazione, il meccanismo si applicherà unicamente nei confronti degli impianti ammessi a compensazione dei costi non recuperabili. Questi includono gli impianti in servizio rispetto ai quali la maggior parte dei costi sono riferiti ad obbligazioni assunte anteriormente al 19 febbraio 1997, ad esclusione degli impianti ammessi a contribuzione ai sensi dei provvedimenti Cip n. 34/90 e n. 6/92. Il decreto legislativo n. 79/99 prevede infatti che l'energia prodotta da questi ultimi impianti venga ceduta al gestore della rete di trasmissione nazionale a prezzi fissati dall'Autorità; per questa energia elettrica non si determinano quindi costi non recuperabili.

9.7 Alla fine di ciascun anno l'Autorità determinerà l'ammontare dei costi non recuperabili ammessi a compensazione per il complesso degli impianti ammessi, utilizzando una formula del tipo:

⁷ Cfr. Documento della Commissione europea "Metodologia per l'analisi degli aiuti di Stato connessi ai cosiddetti costi incagliati (stranded cost)" oggetto della riunione multilaterale Commissione/Stati membri sugli aiuti di stato del 14 giugno 1999 nel quale sono stati fissati i criteri per la definizione dei costi incagliati ammissibili ai fini del riconoscimento di aiuto da parte degli Stati membri.

$$CNR = RR - \sum_{J=1}^6 V^{cnr,J} * kWh_J$$

dove:

- CNR rappresenta l'ammontare dei costi non recuperabili ammessi a compensazione nell'anno per il complesso degli impianti ammessi;
- RR rappresenta il livello dei ricavi riconosciuti dall'Autorità, relativamente agli impianti ammessi a compensazione dei costi non recuperabili, per la copertura dei costi operativi (ad esclusione del costo del combustibile), degli ammortamenti calcolati sulla base di aliquote economico-tecniche e di una congrua remunerazione del capitale investito, e ai contratti di importazione di energia elettrica. Tale valutazione dovrà tener conto di casi particolari, tra cui eventuali interventi di ripotenziamento o trasformazione degli impianti per i quali le relative obbligazioni sono state assunte successivamente al 19 febbraio 1997;
- $V^{cnr,J}$ è definito come:

$$V^{cnr,J} = \begin{cases} V^J - Ct^J & \text{per gli impianti termoelettrici la cui produzione} \\ & \text{era ammessa, alla data del 18 febbraio 1999, ai contributi} \\ & \text{ai costi energia, ai sensi dell'art. 6 della deliberazione} \\ & \text{n. 70/97, e per le importazioni di energia elettrica.} \\ V^J & \text{per gli altri impianti} \end{cases}$$

dove

- Ct^J è costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali, come definito dall'art. 6 della deliberazione n. 70/97, relativo al J-esimo bimestre (con $J = 1, \dots, 6$);
- V^J è il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso nel bimestre J, espresso in lire/kWh;
- kWh_J è la somma della produzione complessiva di energia elettrica, nel bimestre J, degli impianti dell'impresa e dell'energia elettrica importata

9.8 Inizialmente il prezzo V^J dell'energia elettrica all'ingrosso relativo al mercato vincolato sarà determinato dall'Autorità, sotto forma di prezzo di cessione o di riferimento, come delineato nei paragrafi 3.4 e 3.6. Successivamente allo sviluppo di condizioni concorrenziali nell'attività di generazione, il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso verrà determinato come media dei prezzi rilevati per le transazioni sul sistema delle offerte organizzato dal gestore del mercato e dei prezzi delle transazioni bilaterali.

9.9 Il meccanismo sarà operante dall'1 gennaio 2000 e si applicherà per un periodo di sette anni.

9.10 Nella formula di cui al paragrafo 9.7, il parametro CNR rappresenta la differenza tra i costi fissi riconosciuti dall'Autorità e la quota dei ricavi, destinabile alla copertura dei costi fissi, ottenuta da cessione di energia elettrica.

Questa quota dei ricavi può essere insufficiente a coprire i costi fissi. In tal caso una parte dei costi fissi riconosciuti non sarà recuperabile dalla cessione di energia elettrica sul mercato, e il parametro CNR assumerà valore positivo. Nei casi in cui la quota dei ricavi destinabile alla copertura dei costi fissi sia superiore ai costi fissi riconosciuti, l'impresa beneficerà di una plusvalenza, evidenziata da un valore negativo del parametro CNR.

9.11 Ai fini dell'applicazione del meccanismo di compensazione dei costi non recuperabili, l'energia elettrica si assume ceduta al prezzo V^J , anche qualora venga venduta sul mercato libero, mentre i costi dei combustibili sono calcolati utilizzando il costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali, come definito dall'art. 6 della deliberazione n.70/97.

9.12 I ricavi da cessione di energia elettrica destinabili alla copertura dei costi fissi dipendono dal tipo di impianto. Nel caso degli impianti termoelettrici, tali ricavi sono pari ai ricavi derivanti dalla cessione di energia elettrica al netto dei costi del combustibile. Nel caso degli impianti idroelettrici e geotermoelettrici, sono destinabili alla copertura dei costi fissi gli interi ricavi da cessione di energia elettrica, non essendovi costi di combustibile da coprire, a meno che all'energia elettrica prodotta dall'impianto non si applichino le maggiorazioni ai corrispettivi di uso delle reti di trasporto, di cui al paragrafo 5.17; in questo ultimo caso, ai fini dell'applicazione del meccanismo di compensazione dei costi non recuperabili, l'impianto idroelettrico o geotermoelettrico è assimilato agli impianti termoelettrici.

9.13 Il ricavo complessivamente ottenuto da una impresa che serve unicamente il mercato vincolato comprenderà il ricavo da cessione dell'energia elettrica al prezzo V^J ed il contributo a compensazione dei costi non recuperabili CNR, e sarà quindi pari a $\sum_{J=1}^6 V^J * kWh^J + CNR$. Il ricavo complessivamente ottenuto da una impresa che serve unicamente il mercato libero comprenderà il ricavo derivante dalla cessione dell'energia elettrico al prezzo P, liberamente contrattato, e il contributo a compensazione dei costi non recuperabili, e sarà quindi pari a $\sum_{J=1}^6 P * kWh^J + CNR$. Il meccanismo di compensazione dei costi non recuperabili proposto non dà pertanto luogo a distorsioni nella scelta delle imprese di utilizzare i propri impianti di generazione per la fornitura del mercato libero o del mercato vincolato, in quanto il contributo ricevuto è indipendente dalla destinazione della produzione e dal prezzo a cui, nel caso di vendita dell'energia elettrica sul mercato libero, la produzione è ceduta.

9.14 Il contributo a copertura dei costi non recuperabili dipende dal prezzo di cessione o di riferimento per l'energia elettrica all'ingrosso fissato dall'Autorità e, in prospettiva, dal prezzo prevalente sul mercato. Tanto minore è tale prezzo, e tanto minori sono quindi i ricavi ottenibili dalla vendita di energia elettrica all'ingrosso, tanto maggiore è il contributo a copertura dei costi non recuperabili. Il meccanismo proposto assicura quindi alle imprese la copertura di un livello prefissato di costi fissi di generazione, indipendentemente dalle quantità di energia elettrica effettivamente venduta e dai prezzi di cessione o di riferimento fissati dall'Autorità, o, in prospettiva, dal prezzo di mercato, per tale energia. Vengono in questo modo ridotte le incertezze per l'impresa sulla possibilità di coprire i propri costi fissi nel nuovo assetto liberalizzato del settore elettrico.

9.15 Il meccanismo assicura l'utilizzo efficiente degli impianti di generazione in quanto, come nel regime attualmente vigente, il costo variabile riconosciuto nel prezzo di cessione all'energia elettrica prodotta da qualsiasi impianto di generazione per il mercato vincolato è indipendente dal tipo di impianto. È pertanto stimolato l'utilizzo degli impianti a costo variabile inferiore.

9.16 Al fine di assicurare la neutralità del meccanismo dei costi non recuperabili rispetto alle scelte imprenditoriali dei diversi soggetti, nel caso di cessione ad un

terzo operatore di impianti ammessi al meccanismo di compensazione dei costi non recuperabili, il cessionario subentra nei crediti e negli oneri derivanti dall'applicazione del meccanismo delineato, limitatamente agli impianti acquisiti. Il livello dei ricavi riconosciuti RR per l'impresa cedente verrà diminuito dei ricavi riconosciuti relativi agli impianti ceduti. Per l'acquirente, il meccanismo di quantificazione si applicherà utilizzando un livello dei ricavi riconosciuti RR pari al ricavo riconosciuto degli impianti acquisiti e facendo riferimento alla produzione annuale degli stessi impianti.

Nel caso in cui la cessione mediante vendita di impianti avvenga entro il 31 dicembre 2002 con procedure trasparenti e competitive, l'acquirente non sia collegato all'impresa cedente e lo stesso acquirente non controlli, anche attraverso altre società di un gruppo di imprese di cui è parte, una quota superiore al 20% della capacità di generazione o importazione di energia elettrica in Italia, l'impresa cedente può richiedere all'Autorità che gli impianti ceduti vengano esclusi, a partire dalla data di cessione, dal meccanismo descritto e che si proceda alla liquidazione, a titolo di compensazione per costi non recuperabili, della differenza tra valore contabile degli impianti ceduti alla data della cessione, al netto dell'ammortamento economico-tecnico, e valore di cessione degli impianti stessi.

9.17 Il meccanismo per la copertura dei costi non recuperabili non dovrà indurre comportamenti da parte dei soggetti che controllano gli impianti ammessi a compensazione tali da compromettere l'efficienza del sistema ed il regolare funzionamento del mercato elettrico. In particolare, il meccanismo per la copertura dei costi non recuperabili dovrà essere coerente con il principio, illustrato al paragrafo 5.17, della riallocazione delle rendite idroelettriche e geotermoelettriche dovute all'applicazione all'energia elettrica prodotta da tutti gli impianti di uno stesso prezzo di cessione, comprendente anche una componente a copertura dei costi variabili relativi al combustibile.

B Impegni contrattuali per l'importazione di gas naturale dalla Nigeria

9.18 Nel caso degli impegni contrattuali di lungo termine assunti dall'Enel Spa anteriormente al 19 febbraio 1997 per l'importazione di gas naturale liquefatto dalla

Nigeria, i costi non recuperabili ammessi a compensazione si riferiscono agli eventuali maggiori oneri derivanti dalla sopravvenuta forzata rilocalizzazione degli impianti di atterraggio e rigassificazione del gas naturale liquefatto. L'ammontare dei costi non recuperabili ammesso a compensazione sarà determinato, ogni anno, come una frazione di:

$$CNR = \sum_{J=1}^6 (CC_{gas}^J - CR_{gas}^J) * GN^J$$

dove:

- CNR rappresenta l'ammontare dei costi non recuperabili ammessi a compensazione, al netto di eventuali incrementi di valorizzazione,
- CC_{gas}^J rappresenta il costo unitario di importazione del gas naturale di provenienza nigeriana nel bimestre J (con $J = 1, \dots, 6$), come definito sulla base degli impegni contrattuali assunti anteriormente al 19 febbraio 1997;
- CR_{gas}^J rappresenta la valutazione del gas naturale impiegato nella generazione di elettricità nel bimestre J, come determinato dalla deliberazione n. 70/97;
- GN^J rappresenta la quantità di gas naturale importata utilizzata nel bimestre J.

9.19 Il meccanismo sarà operante dall'1 gennaio 2000 e si applicherà per un periodo di sette anni.

9.20 Nel caso di cessione dall'Enel Spa ad un terzo operatore degli impegni contrattuali di lungo termine per l'importazione di gas naturale dalla Nigeria ammessi al meccanismo di compensazione dei costi non recuperabili, il cessionario subentra nei crediti e negli oneri derivanti dall'applicazione del meccanismo delineato, limitatamente agli impegni contrattuali acquisiti.

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 in generale 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, sia nello stesso settore elettrico, sia diversificandosi 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 limitate⁸, 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'Office of Electricity Regulation (il regolatore inglese) a fini della regolazione delle tariffe elettriche.

10.3 Interessanti indicazioni emergono dal caso della Spagna, dove esistono valori di mercato delle imprese elettriche. Poiché la determinazione tariffaria 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 il caso

⁸ 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 pochissimi casi, dato che esso richiede sia una consolidata quotazione delle imprese elettriche sia una regolazione tariffaria trasparente nei suoi criteri.

italiano. Il valore del capitale investito che ne risulta è sostanzialmente in linea con il valore di mercato delle imprese elettriche spagnole.

10.4 Anche la limitata esperienza italiana degli ultimi mesi conferma questa regolarità. Nel caso dell'Aem Spa di Milano e dell'Acea Spa di Roma, il valore dell'impresa desumibile dal prezzo di collocamento in Borsa è risultato superiore, rispettivamente, di circa il 75% e il 55%, al valore del capitale investito che si può stimare applicando la metodologia utilizzata dall'Autorità (il fatto che le due imprese operano anche in settori diversi da quello elettrico non toglie significatività all'osservazione).

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

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

11.1 Il nuovo ordinamento tariffario definito e attuato con l'impostazione descritta nella presente nota comporta nei prossimi anni, a parità dei prezzi dei combustibili impiegati nella generazione di energia elettrica, riduzioni del costo medio dell'energia elettrica per i consumatori italiani, che nel complesso lo avvicinano ai valori medi europei, benché le implicazioni siano significativamente diverse per le diverse tipologie di utenza.

11.2 Si stima che, per effetto dell'applicazione del nuovo ordinamento tariffario, gli utenti vincolati e quelli che, pur avendone titolo, scelgono sia pure in via transitoria di non ricorrere alle forniture sul mercato libero, beneficeranno, fin dall'anno 2000, di una riduzione tariffaria media compresa tra 12 e 14 lire/kWh, rispetto ai livelli del 1999. Tale riduzione presuppone una invarianza nel costo dei

combustibili fossili commerciali rispetto ai livelli attuali⁹. Presuppone inoltre una costanza delle componenti dei vincoli tariffari a copertura di costi sostenuti nell'interesse generale e degli oneri generali afferenti al sistema elettrico. Sono da prevedere variazioni tariffarie molto differenziate tra tipologie di utenti a motivo del necessario riallineamento delle tariffe applicate a ciascuna tipologia di utenti ai costi che possono essere attribuiti alla tipologia stessa, in modo da eliminare o attenuare gli attuali sussidi incrociati.

11.3 Si prevede che l'aggiornamento automatico dei parametri tariffari relativi alle attività di trasmissione, distribuzione e vendita, secondo il metodo del *price cap*, comporti una ulteriore riduzione media in termini nominali del costo dell'energia elettrica per gli utenti vincolati, sempre al netto delle variazioni delle componenti dei vincoli tariffari a copertura di costi sostenuti nell'interesse generale e degli oneri generali afferenti al sistema elettrico, compresa tra 1 e 1,5 lire/kWh in ciascuno dei tre anni 2001, 2002 e 2003. L'Enel Spa e le altre imprese elettriche trarranno beneficio dal fatto che i costi, che sono prevalentemente fissi, si distribuiranno su crescenti quantità vendute e potranno anche diminuire a motivo degli attesi incrementi di efficienza. Inoltre, l'abolizione, dall'1 gennaio 2002, della componente tariffaria a copertura dell'ulteriore componente del prezzo di cessione o di riferimento per le attuali imprese produttrici-distributrici, descritta nel paragrafo 5.19, consentirà una ulteriore riduzione del livello tariffario medio di circa 4 lire/kWh.

11.4 I clienti idonei che si approvvigioneranno sul mercato libero si troveranno a beneficiare, a partire dal 2001 e per i due anni successivi, di una riduzione media annuale in termini reali del 4% nei corrispettivi di vettoriamento stabiliti dalla deliberazione n. 13/99. Quindi nel caso di inflazione pari all'1,5 % si avrà una diminuzione in termini nominali del 2,5 % all'anno.

11.5 L'effetto complessivo per l'Enel Spa del riordino del sistema tariffario sui ricavi a copertura dei costi della gestione caratteristica delle attività elettriche, nell'ipotesi di prezzi dei combustibili stabili, è stimato in una riduzione di circa il

⁹ Un livello equivalente ad un valore del costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali, come definito dall'art. 6 della deliberazione n. 70/97, pari a 50 lire/kWh.

17% nel prossimo quadriennio, rispetto ai ricavi previsti per il 1999. Esso recupera in parte, a vantaggio dei consumatori, l'effetto positivo che è stato determinato dalla stazionarietà delle tariffe negli ultimi anni, pur in presenza di inflazione bassa e volumi di vendita crescenti.

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 caratteristica di quella specifica attività e che può essere eliminata 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 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 qualsiasi attività i caratterizzata da un determinato livello rischio sistematico β , 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 tariffaria, o a vigilanza, determinati sulla base di un campione di imprese elettriche europee operanti nelle varie attività del settore elettrico.

Attività elettriche	Generazione	Trasmissione	Fornitura
parametro β	0.87	0.43	0.76

Appendice 2 - Liberalizzazione del mercato e valorizzazione della produzione di energia elettrica

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 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 impianti¹⁰ 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, simile al contributo ai costi di energia, e, di norma 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 preesistenti¹¹), 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 da questi 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 caratterizzate da basso impatto ambientale ma da tecnologie innovative ad elevati costi.

¹⁰ Impianti la cui data di entrata in servizio è successiva al 30 gennaio 1991, o comunque classificati "nuovi" ai sensi dei provvedimenti in materia.

¹¹ Impianti la cui data di entrata in servizio è non successiva al 30 gennaio 1991 e non classificati "nuovi" ai sensi dei provvedimenti in materia.

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 a questo assimilabile)¹². Anche in questo caso, tale componente sostiene ed incentiva la produzione con tecnologie a basso impatto ambientale ma caratterizzate da elevati costi.

L'attuale sistema tariffario prevede dunque contributi differenziati per tipologia di impianto. Ma a tutta la produzione di energia elettrica, con la sola eccezione di quella da impianti idroelettrici e geotermoelettrici preesistenti gestiti da imprese produttrici-distributrici, viene riconosciuto un contributo ai costi di energia o a titolo di costo evitato di combustibile. Una tale differenziazione nel sistema contributivo alla produzione di energia elettrica non è compatibile con un assetto liberalizzato della generazione. In un assetto liberalizzato, è inevitabile che si formi, in ciascun periodo di tempo, 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 delle imprese produttrici-distributrici, il cui valore sul mercato viene allineato a quello dell'energia elettrica prodotta da altri impianti, spesso caratterizzati da costi maggiori.

La liberalizzazione del settore e la creazione di un mercato dell'energia elettrica all'ingrosso pongono quindi in evidenza una rendita economica associata all'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici. L'insorgere di tale rendita deriva dalla disponibilità di una risorsa scarsa (l'acqua o le risorse geotermiche per uso elettrico), che nell'attuale sistema non viene appropriatamente valorizzata. Questa rendita deve essere valutata e riallocata: essa sarà utilizzata per compensare “stranded cost” che dovessero manifestarsi e non trovassero altro

¹² Nella maggior parte dei casi, il prezzo di cessione comprende anche altre componenti.

riconoscimento o impiegata per il finanziamento di oneri generali afferenti al sistema elettrico, tra cui, ad esempio, quelli relativi alla promozione dell'energia elettrica prodotta da impianti che utilizzano fonti rinnovabili.

Appendice 3 - 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 dell'energia elettrica, 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, l'Office of Electricity Regulation 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 gli anni 1995-1996, 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 gli anni 1996-1997, 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 nelle attività di trasmissione e distribuzione è stato fissato, nel 1997, pari al 2% annuo.

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 di distribuzione 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'Office of Electricity Regulation 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 nel corso degli anni dal 1995 al 1998. 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 una differenza elevata tra la valutazione del capitale investito a fini regolatori ed il prezzo di acquisizione. 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 della regolazione tariffaria per il caso italiano.

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/kW);
- 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 spagnole 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%
Iberdrola	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 possa portare a valutazioni delle imprese elettriche sostanzialmente in linea con il valore di mercato delle stesse imprese elettriche.