

dove:

r_f = rendimento reale di un'attività priva di rischio;

$(r_m - r_f)$ = premio per il rischio

β = parametro che misura la rischiosità "sistemica" dell'investimento. Nel CAPM, la rischiosità "sistemica" di un investimento è determinata sulla base del grado di covarianza del rendimento dell'investimento con i rendimenti medi del mercato.

Il costo del debito (k_D) corrisponde al tasso mediamente applicato sul mercato per i portatori di capitale non di rischio dell'azienda. Tale costo è corretto per tenere conto del regime fiscale in vigore in Italia, in cui gli oneri finanziari sono completamente deducibili dalla base imponibile dell'imposta sul reddito.

Per la determinazione del rendimento riconosciuto è stata utilizzata la seguente equazione che esprime l'uguaglianza tra ricavi e costi dell'impresa, comprensivi della remunerazione del capitale e delle imposte:

$$R = C + k_e * E + k_d * D + t * (RO - k_d * D) \quad (1)$$

in cui l'ultimo termine, relativo alle imposte, tiene conto della deducibilità degli interessi passivi dal reddito imponibile dell'impresa.

Esprimendo il reddito operativo come differenza tra i ricavi ed i costi relativi alla gestione caratteristica (R-C) e con alcune semplici manipolazioni, la precedente equazione può essere riscritta come:

$$R = C + CI * \left(\frac{k_e}{1-t} * \frac{E}{E+D} + k_d * \frac{D}{E+D} \right) \quad (2)$$

Quindi il costo medio del capitale riconosciuto corretto per tenere conto degli effetti delle imposte risulta pari a:

$$CMePRF = \left(\frac{k_e}{1-t} * \frac{E}{E+D} + k_d * \frac{D}{E+D} \right) \quad (3)$$

I ricavi determinati secondo la formula (2) consentono la copertura dei costi riconosciuti nell'anno base e l'ottenimento di un rendimento pari a CMePRF in assenza di inflazione. L'adeguamento successivo dei prezzi in base all'inflazione al netto di un incremento di produttività prefissato (metodo cosiddetto del price-cap) consente alle imprese che forniscono servizi di vettoriamiento, ceteris paribus, l'ottenimento di un rendimento reale uguale, superiore o inferiore a CMePRF in corrispondenza di incrementi di produttività rispettivamente pari, superiori o inferiori a quello prefissato.

A.3.4 Parametri rilevanti per determinazione dei costi riconosciuti e dei corrispettivi tariffari

Ai fini della determinazione dei corrispettivi di potenza i dati di costo utilizzati dall'Autorità sono tratti dal consuntivo del bilancio di esercizio del 1997 dell'Enel²⁰, verificati e confrontati con i dati delle infrastrutture relative al vettoriamiento delle altre imprese.

²⁰ Le modalità di determinazione dei costi riconosciuti ai fini del calcolo dei corrispettivi di potenza sono riportate nell'appendice B.

I valori dei parametri di riferimento per la determinazione del costo medio ponderato del capitale sono:

$$k_g = 3.47\%$$

$$k_D = 3.10\%$$

$$t = 38\%$$

$$D / (D+E) = 28.54\%$$

Il costo dei mezzi propri è stato determinato considerando:

- r_f : 1.74%. Corrisponde al rendimento dei titoli di Stato a scadenza 3 anni, pari al 3.14%²¹, corretto per tenere conto della previsione di inflazione del 1999, pari a 1.4%²².
- $(r_m - r_f)$: 4%. Il premio per il rischio viene determinato in base a dati storici riferiti a lunghi periodi. Per l'Italia, molto spesso si sono registrati rendimenti sul mercato azionario inferiori rispetto a quelli dei titoli di Stato e, quindi, l'esperienza italiana non può considerarsi come rilevante. Sul mercato internazionale, il premio per il rischio è tipicamente compreso tra il 3% e il 5%.
- β : 0.43 Si è considerato il valore β di società elettriche operanti nella trasmissione²³, nella distribuzione e vendita²⁴, nonché di imprese integrate²⁵. Il valore β delle società operanti nella trasmissione è stato modificato per sterilizzare gli effetti della differente struttura finanziaria delle imprese prese come riferimento rispetto a quella ritenuta ottimale.

Il costo dei mezzi propri è stato corretto per tenere conto degli oneri tributari a carico dell'impresa e risulta pari al 5.57%.

Nella determinazione del rapporto di indebitamento ottimale, si è fatto riferimento alla struttura finanziaria tipica delle imprese elettriche quotate, caratterizzata da una quota di indebitamento mediamente inferiore rispetto a quella media attuale delle imprese soggette a regolamentazione.

Il costo del debito è stato determinato considerando il tasso mediamente applicato dall'Enel per l'emissione dei prestiti obbligazionari, pari al 4.5%, poiché questa viene considerata la modalità di finanziamento del debito più vicina al mercato. In termini reali tale tasso è pari a 3.1%.

Il livello del costo medio ponderato del capitale risulta quindi pari, in termini reali, al 4,9%.

A.4 Criteri per la determinazione del livello e della struttura dei corrispettivi per l'uso del sistema

I corrispettivi per l'uso del sistema sono stati fissati dall'Autorità in modo da garantire la copertura dei costi relativi ai servizi dinamici, alla regolazione di tensione, al dispacciamento, al sistema di misura e alla disponibilità di riserva di potenza di cui beneficiano tutti i fruitori del servizio di vettoramento. I criteri utilizzati per la determinazione del livello di tale corrispettivi sono differenziati a seconda del tipo di servizio analizzato e per tutti i servizi è stata considerata una quota di spese generali²⁶.

21 Fonte: Congiuntura IRS-gennaio 1999, IRS, Milano.

22 Fonte: Il sole 24 ore, 13.2.1999, tabella "Rendimenti effettivi dei titoli di stato per scadenza."

23 Fonte Bloomberg. Beta National Grid (UK): 0.56, beta Electrabel (Belgio): 0.33.

24 Fonte Bloomberg. Beta Southern Electric (UK): 0.66, beta EVN (Austria): 0.75.

25 Fonte Bloomberg. Beta Endesa (Spagna): 0.82, beta Scottish Power (UK): 0.96, beta Iberdrola (Spagna): 0.82; beta Edp (Portogallo): 0.50.

26 La quota delle spese generali corrisponde ai costi di struttura tecnica e amministrativa necessari per il funzionamento del servizio. Tale quota è stata ipotizzata uguale alla quota dei costi non direttamente attribuibili utilizzata per il calcolo dei corrispettivi di potenza per le infrastrutture del vettoramento e dello scambio.

A.4.1 Servizi dinamici (regolazione di frequenza) e garanzia di riserva di potenza

La determinazione dei corrispettivi per i servizi dinamici e la garanzia di riserva di potenza è stata effettuata considerando il costo della tipologia di impianto di generazione più adatta a fornire tali servizi. È stato considerato un costo complessivo di capacità pari a 600.000 lire per kW, riferito ad un impianto turbogas con potenza 39 MW.

Il costo annuale è stato determinato calcolando un ammortamento a quote costanti per 20 anni ad un tasso pari al 6.9%, un livello dei costi di manutenzione pari al 3% del costo dell'impianto ed aggiungendo a tale valore il costo delle spese generali.

Il livello del corrispettivo per i servizi dinamici è stato determinato ipotizzando che il 3% dell'attività dell'impianto venga dedicata al servizio di regolazione di frequenza.

Il livello della garanzia di riserva di potenza è stato determinato considerando una probabilità di ricorso al servizio pari al 15%.

Nella determinazione dei corrispettivi per i servizi dinamici e la garanzia di riserva di potenza è stato utilizzato un metodo differente da quello impiegato per la determinazione degli altri corrispettivi ed illustrato nella sezione A.3. In particolare il costo di rimpiazzo degli impianti di generazione che forniscono tali servizi è stato stimato in base ad informazioni raccolte dai costruttori di tali impianti, invece che sulla base dei dati contabili dell'Enel, unico soggetto che al presente fornisce tali servizi. Il riferimento ai dati contabili è stato considerato inadeguato in quanto nell'attività di generazione sono concentrati i costi che potrebbero rivelarsi "stranded" come conseguenza della liberalizzazione, in particolare quelli collegati ad un eventuale eccesso di potenza di generazione. Per questo motivo il dato contabile può non essere un indicatore affidabile del costo effettivo di fornitura del servizio di regolazione della frequenza e di riserva di potenza.

A.4.2 Regolazione della tensione

I corrispettivi per la regolazione della tensione sono stati calcolati considerando il costo del maggiore dimensionamento dei generatori e trasformatori delle macchine, dei mezzi statici, dei variatori e del sistema di regolazione.

I costi relativi al maggior dimensionamento dei generatori e dei trasformatori delle macchine risultano pari a 315 miliardi di lire mentre quelli relativi ai mezzi statici ed ai variatori risultano essere pari a 330 miliardi di lire²⁷.

Per tali oneri di capitale è stata calcolata la rata annuale di ammortamento a quote costanti per 20 anni e considerando un tasso pari al 6.9%.

Il costo annuale è stato determinato considerando, quindi, questo ammortamento nonché il costo annuale della regolazione. A tali costi sono state aggiunte le spese generali.

A.4.3 Misura

I costi relativi agli apparecchi di misura sono differenziati a seconda del livello di tensione di riconsegna. Il costo del gruppo di misura è stato stimato, anche attraverso una analisi di mercato, pari a 52.750.000 per l'alta tensione, a 8.750.000 per la media tensione e a 1.200.000 per la bassa tensione. Tale costo è comprensivo degli oneri di installazione e, per le tensioni superiori alla bassa tensione, dei riduttori di corrente e di tensione (TA e TV).

27 Tali costi sono stati calcolati sulla base di stime effettuate dall'Enel

Al fine di determinare il costo annuo è stata calcolata la rata di ammortamento a quote costanti per 20 anni ad un tasso del 5%. Inoltre sono stati aggiunti i costi commerciali relativi alla lettura dei contatori ed alla fatturazione nonché la quota delle spese generali.

A.4.4 Dispacciamento

Al fine di determinare i costi del dispacciamento si è fatto riferimento ai costi riconosciuti relativi a tale servizio attualmente sostenuti dall'Enel. Le modalità e i criteri di calcolo dei costi riconosciuti sono analoghi a quelli della determinazione dei corrispettivi di potenza.

A.5 Pedaggi per la copertura delle perdite di trasporto sulle reti in altissima tensione

I pedaggi sono stati determinati in base ai risultati di simulazioni, condotte dall'Enel secondo le indicazioni dell'Autorità, delle perdite derivanti dalla consegna (ricesegna) di una quantità incrementale di potenza in ciascun nodo di consegna (ricesegna) sulle reti a 380 e 220 kV. Le indicazioni ottenute da tali simulazioni possono essere sintetizzate come segue:

- la variabilità in diversi periodi del giorno delle perdite incrementalì è sensibilmente minore della variabilità delle stesse tra aree geografiche;
- le perdite incrementalì per i nodi situati nella stessa area geografica sono sufficientemente omogenee da giustificare l'utilizzo dello stesso coefficiente su una scala regionale o sovranazionale.

Per i motivi illustrati nel testo di questa relazione, i coefficienti di perdita sono differenziati solo per punto di consegna. Il coefficiente relativo a ciascun punto di consegna è ottenuto a partire dalla somma di due componenti:

- la perdita incrementale media per la consegna sulle reti ad altissima tensione (380 e 220 kV) nella zona in cui il nodo di consegna è situato;
- una componente che riflette le perdite incrementalì medie per la consegna nelle reti di alta tensione nella zona; non essendo a disposizione stime dei valori zonali delle perdite risultanti dall'immissione nei nodi di alta tensione, il valore medio nazionale è stato per il 50% attribuito uniformemente alle varie aree geografiche e per il 50% differenziato nella stessa proporzione dei coefficienti di perdita relativi all'immissione nel sistema ad altissima tensione.

La somma così ottenuta è quindi moltiplicata per 0,5 per assicurare la copertura delle perdite complessive attraverso l'applicazione dei coefficienti. Questi hanno quindi:

- una articolazione che riflette le perdite incrementalì nei punti del sistema di trasmissione in altissima tensione onde fornire segnali alla corretta localizzazione degli impianti di generazione, rispetto alla domanda e date le caratteristiche del sistema di trasmissione;
- un livello medio tale da assicurare la copertura delle perdite complessive.

A.6 Coefficienti di scambio

I rapporti di scambio stati determinati in base ai rapporti tra i costi variabili di generazione medi nelle diverse fasce orarie per l'Enel. Tali rapporti sono stati quindi uniformemente ridotti:

- del 2% per i rapporti di scambio applicati nel caso di energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili²⁸;
- del 30% per i rapporti di scambio applicati nel caso di energia elettrica prodotta dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili programmabili²⁹ e da fonti assimilate;
- del 40% per i rapporti di scambio applicati nel caso di energia elettrica prodotta dai restanti impianti.

Queste riduzioni sono finalizzate a compensare il gestore del sistema, in quanto controparte nello scambio di energia elettrica rispetto ai soggetti fruitori del servizio di vettoriamento dei costi di potenza di generazione, disincentivando al contempo il ricorso allo scambio da parte di quelle tipologie di impianto in grado di modulare le proprie immissioni in rete in funzione del profilo di carico degli utenti serviti. Tale previsione è motivata dal riconoscimento della ineliminabile imperfezione di un meccanismo di scambio, come quello introdotto dalla deliberazione dell'Autorità, basato su rapporti fissati amministrativamente, rispetto ad un meccanismo basato su un prezzo dell'elettricità all'ingrosso determinato continuamente sul mercato, come quello che dovrebbe risultare dalla revisione in corso dell'assetto del settore elettrico nazionale.

28 Gli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili sono quelli che utilizzano l'energia del sole, del vento, delle maree, del moto ondoso o l'energia idraulica, limitatamente in quest'ultimo caso agli impianti ad acqua fluente.

29 Gli impianti alimentati da fonti rinnovabili programmabili sono quelli che utilizzano le risorse geotermiche, l'energia derivante dalla trasformazione dei rifiuti organici ed inorganici o di prodotti vegetali, nonché l'energia idraulica, esclusi in quest'ultimo caso gli impianti ad acqua fluente.

APPENDICE B: COSTI RICONOSCIUTI AI FINI DEL CALCOLO DEI CORRISPETTIVI DI POTENZA DEL VETTORIAMENTO

I dati di riferimento per la determinazione dei corrispettivi di potenza di trasmissione e di distribuzione per il vettoriamiento sono stati elaborati sulla base dei dati di consuntivo 1997 dell'Enel, desunti dalla raccolta dati che è stata effettuata dall'Autorità nel corso del 1998³⁰.

Ai fini della fissazione dei corrispettivi di potenza si è proceduto a determinare i costi riconosciuti al netto della remunerazione del capitale investito e il capitale investito della gestione caratteristica su cui applicare la remunerazione calcolata secondo le modalità descritte nell'Appendice A.

In particolare, la determinazione dei corrispettivi di potenza implica:

- l'esclusione di tutte le componenti che non si riferiscono all'attività elettrica;
- la riattribuzione di parte delle attività comuni che non sono direttamente attribuibili alle infrastrutture che interessano il vettoriamiento;
- la determinazione del costo riconosciuto e del capitale investito per ciascuna delle parti in cui è distinto il percorso convenzionale: linee di bassa tensione, trasformazioni BT/MT, linee di media tensione, trasformazioni AAT-AT/MT, linee AAT, trasformazioni AAT/AT, linee AT³¹.

I corrispettivi così determinati sono stati infine confrontati con quelli riferibili ai costi degli altri gestori delle infrastrutture oggetto del vettoriamiento.

B.1 Determinazione dei costi riconosciuti al netto della remunerazione del capitale investito per ciascuna delle parti del percorso convenzionale

I costi riconosciuti al netto della remunerazione del capitale investito corrispondono:

- ai costi diretti relativi alla gestione caratteristica, pari alle risorse esterne (tipicamente personale, materiali e forniture, e altre risorse), agli ammortamenti economici tecnici e agli accantonamenti e svalutazioni;
- a una quota parte dei costi comuni relativi alla gestione caratteristica dell'impresa;
- al netto dei ricavi compensativi³², relativi all'attività caratteristica dell'impresa.

Di conseguenza, ai fini della determinazione dei corrispettivi di potenza non sono state considerate le componenti positive e negative relative alla gestione straordinaria, perché legate ad eventi eccezionali e non ripetibili nel tempo.

La parte dei costi relativa alle componenti finanziarie, tributarie, agli ammortamenti aggiuntivi e all'utile di esercizio non è stata riconosciuta direttamente ma viene coperta attraverso la remunerazione del capitale investito.

30 La raccolta dati è stata effettuata presso l'Enel ed un campione di 13 aziende municipalizzate. I dati sono stati richiesti con una disaggregazione per attività elettriche (generazione, trasmissione e fornitura) e altre attività non elettriche (nucleare, servizio di illuminazione pubblica, altre attività non elettriche). Inoltre, per ciascuna attività elettrica è stata richiesta una ulteriore disaggregazione dei dati. Ad esempio, per la trasmissione i dati sono stati richiesti distinti in linee, stazioni di trasformazione, dispacciamento, ecc.

31 A tal fine, i dati dell'Enel sono stati rielaborati in modo da poter determinare, per ciascuna voce delle infrastrutture del vettoriamiento, i costi direttamente attribuibili e la quota parte della riattribuzione dei costi comuni (intesi come la parte dei costi comuni all'intera attività elettrica e riattribuiti alle fasi elettriche e la parte dei costi relativi ad una attività elettrica ma non direttamente attribuibili ad una singola voce). Lo stesso calcolo è stato effettuato ai fini della definizione del capitale investito di ciascuna voce delle infrastrutture del vettoriamiento.

32 Questi ricavi sono, ad esempio, i contributi di allacciamento, i proventi diversi, ecc.

Per quanto riguarda i costi comuni, si è proceduto a riattribuire:

- i costi non direttamente attribuibili a nessuna attività elettrica. Tali costi, relativi alla gestione caratteristica, corrispondono a 2.564.475 milioni di lire e sono stati attribuiti con il criterio del costo pieno, tenendo presente che, poiché anche il capitale investito di tali attività comuni è stato riallocato, la remunerazione sul capitale investito viene riconosciuta anche su queste attività. I costi sono stati riattribuiti considerando i pesi utilizzati dall'Enel per la riattribuzione di parte delle attività comuni. La parte non riattribuita dall'Enel è stata riallocata considerando il peso dei costi diretti operativi³³ di ciascuna attività, poiché si ipotizza che i costi non riallocati riguardino in modo principale i costi della corporate, legati prevalentemente alla gestione amministrativa ed operativa.
- i costi così attribuiti a ciascuna delle attività sono stati ulteriormente riattribuiti alle singole voci delle infrastrutture del percorso convenzionale utilizzando i pesi del capitale investito per la parte riattribuita dall'Enel, poiché si ritiene che questi costi riguardino principalmente la gestione degli impianti; per la parte riallocata in base ai costi diretti si è utilizzato, per le ragioni sopra esposte, il peso dei costi diretti;
- i costi direttamente attribuibili ad una attività elettrica ma non attribuibili alle singole voci delle infrastrutture del percorso convenzionale³⁴. Tali costi, per quanto riguarda la trasmissione, sono stati riallocati in base al capitale investito, poiché si ritiene che riguardino costi relativi alla gestione degli impianti. Per la fornitura, tenuto conto che tale attività comprende sia la distribuzione che la vendita, i costi non direttamente attribuibili alle singole voci delle infrastrutture interessate dal vettoriamento sono stati ulteriormente distinti, sulla base delle informazioni trasmesse dall'Enel, tra le strutture relative alla funzione tecnica e quelle relative ai costi amministrativi ed operativi. I costi relativi alle prime strutture, pari al 45% dei costi comuni, sono stati riattribuiti utilizzando il peso del capitale investito mentre quelli relativi alle seconde utilizzando il peso dei costi diretti.

Il totale dei costi direttamente attribuibili a ciascuna delle parti del percorso convenzionale e quelli riattribuiti secondo quanto sopra esposto, al netto dei ricavi compensativi, viene evidenziato nella tabella B.1:

³³ Al netto degli acquisti di combustibile e degli acquisti di energia.

³⁴ Nella raccolta dei dati, per ciascuna attività elettrica, era stata lasciata la possibilità di compilare una colonna relativa alle strutture comuni della attività, denominate Strutture comuni della trasmissione e Strutture comuni della fornitura.

Tabella B 1

PERCORSO CONVENZIONALE	Costi diretti (milioni di lire)	Costi riattribuiti (milioni di lire)	Ricavi compensativi (milioni di lire)	Totale (milioni di lire)
Linee AAT-AT e trasf. AT/AAT (*)	898.484	574.456	51.800	1.421.140
Linee AAT (1)	153.574	104.786	7.158	251.202
Trasf. AAT/AT	299.454	132.011	12.916	418.549
Linee AT(2)	169.873	307.589	19.840	457.662
Staz. di smistamento	9.717	4.956	419	14.254
Struttura trasm (3)	265.866	25.114	11.467	279.513
Linee MT (4)	980.887	1.166.117	205.844	1.941.160
Linee BT (5)	1.359.431	1.574.449	832.132	2.101.748
Trasf. AAT-AT/MT (6)	330.154	481.657	24.865	786.946
Trasf. MT/BT	400.948	483.393	30.566	853.775

(*) Il totale dei costi riconosciuti è stato corretto per dedurre la quota parte dei costi, pari a 45.470 milioni di lire che sono stati riconosciuti per i corrispettivi per l'uso del sistema relativamente alla regolazione di tensione.

(1) Comprendono anche le linee a 220 kV inserite dall'Enel nella fornitura

(2) Comprendono anche le linee AT inserite dall'Enel nella fornitura

(3) Comprende costi non direttamente attribuibili alle singole voci ma relative alla sola trasmissione

(4) Comprende anche le sezioni MT e i centri satelliti

(5) Comprende la parte di illuminazione pubblica relativa alle reti ma non quella relativa al servizio di gestione di illuminazione pubblica. Comprende inoltre le prese utenti.

(6) Comprende anche le trasformazioni AAT/MT inserite dall'Enel nella trasmissione

B.2 Determinazione del capitale investito per ciascuna delle parti del percorso convenzionale

Il capitale investito determinato per ciascuna delle parti del percorso convenzionale corrisponde:

- alle immobilizzazioni materiali direttamente attribuibili. In particolare, per gli impianti elettrici tali valori corrispondono alla differenza tra il valore lordo ed il fondo ammortamento economico tecnico. Non è stato considerato il fondo ammortamento aggiuntivo perché questa voce è una posta del patrimonio netto;
- alle immobilizzazioni finanziarie relative alla sola gestione caratteristica;
- alle immobilizzazioni immateriali;
- al capitale circolante netto, pari alla differenza tra attività correnti e passività correnti. In particolare, non sono stati considerati i rapporti creditorî e debitori nei confronti della Cassa conguaglio per il settore elettrico, poiché tali rapporti hanno natura non continuativa e sono relative a voci non inerenti alla determinazione dei corrispettivi del vettoriamiento;
- al netto delle poste passive rettificative, pari ai fondi rischi e oneri ed al trattamento di fine rapporto;
- alla quota parte del capitale investito delle attività comuni riattribuito a ciascuna voce delle infrastrutture del percorso convenzionale. I criteri di riattribuzione del capitale investito delle attività comuni sono stati del tutto analoghi a quelli utiliz-

zati per la riattribuzione dei costi comuni relativi alla gestione caratteristica.
Il totale del capitale investito direttamente attribuibile a ciascuna delle parti del percorso convenzionale e quello riattribuito viene evidenziato nella tabella B.2:

Tabella B 2

PERCORSO CONVENZIONALE	Capitale investito direttamente attribuibile (milioni di lire)	Capitale investito riattribuito (milioni di lire)	Capitale investito totale (milioni di lire)
Linee AAT-AT e trasf. AT/AAT	9.051.424	-1.204.737	7.846.687
Linee AAT (1)	2.665.840	-490.865	2.164.975
Trasf. AAT/AT	3.446.196	-663.127	2.783.069
Linee AT(2)	2.668.037	-14.972	2.673.065
Staz. di smistamento	133.202	-25.737	107.465
Struttura trasm (3)	128.149	-10.035	118.114
Linee MT (4)	7.321.505	18.838	7.340.343
Linee BT (5)	9.672.132	22.453	9.694.585
Trasf. AAT-AT/MT (6)	3.621.235	-13.900	3.607.335
Trasf. MT/BT	3.069.405	8.290	3.077.695

(1) Comprendono anche le linee a 220 kV inserite dall'Enel nella fornitura

(2) Comprendono anche le linee AT inserite dall'Enel nella fornitura

(3) Comprende costi non direttamente attribuibili alle singole voci ma relative alla sola trasmissione

(4) Comprende anche le sezioni MT e i centri satelliti

(5) Comprende la parte di illuminazione pubblica relativa alle reti ma non quella relativa al servizio di gestione di illuminazione pubblica. Comprende inoltre le prese utenti.

(6) Comprende anche le trasformazioni AAT/MT inserite dall'Enel nella trasmissione

È stato quindi possibile calcolare il livello di remunerazione di ciascuna delle infrastrutture del percorso convenzionale, pari al prodotto del capitale investito e del tasso di remunerazione, pari al 4,9%, determinato secondo quanto evidenziato nell'Appendice A.

La tabella B.3 evidenzia i costi riconosciuti che sono stati utilizzati ai fini del calcolo dei corrispettivi di potenza del vettoriamento.

Tabella B 3

PERCORSO CONVENZIONALE	Costi riconosciuti direttamente (milioni di lire)	Remunerazione (milioni di lire)	Totale costi riconosciuti (milioni di lire)
Linee AAT-AT e trasf. AT/AAT (*)	1.421.140	382.134	1.803.274
Linee AAT (1)	251.202	105.434	356.636
Trasf. AAT/AT	418.549	135.535	554.084
Linee AT(2)	457.662	130.178	587.800
Staz. Di smistamento	14.254	5.234	19.488
Struttura trasm (3)	279.513	5.752	285.265
Linee MT (4)	1.941.160	357.475	2.298.635
Linee BT (5)	2.101.748	472.126	2.573.874
Trasf. AAT-AT/MT (6)	786.946	175.677	962.623
Trasf. MT/BT	853.775	149.884	1.003.659

(*) Il totale dei costi riconosciuti al netto della remunerazione sul capitale investito è stato corretto per dedurre la quota parte dei costi, pari a 45.470 milioni di lire che sono stati riconosciuti per i corrispettivi per l'uso del sistema relativamente alla regolazione di tensione.

(1) Comprendono anche le linee a 220 kV inserite dall'Enel nella fornitura

(2) Comprendono anche le linee AT inserite dall'Enel nella fornitura

(3) Comprende costi non direttamente attribuibili alle singole voci ma relative alla sola trasmissione

(4) Comprende anche le sezioni MT e i centri satelliti

(5) Comprende la parte di illuminazione pubblica relativa alle reti ma non quella relativa al servizio di gestione di illuminazione pubblica. Comprende inoltre le prese utenti.

(6) Comprende anche le trasformazioni AAT/MT inserite dall'Enel nella trasmissione

APPENDICE C: DEFINIZIONI E ABBREVIAZIONI PRINCIPALI

C1 Definizioni

Le seguenti definizioni sono state utilizzate nella deliberazione dell'Autorità:

- a) il vettoriamento è il servizio di trasporto dell'energia elettrica da uno o più punti di consegna ad uno o più punti di riconsegna;
- b) lo scambio è la modalità di riconciliazione tra energia elettrica consegnata ed energia elettrica riconsegnata, applicata nel caso in cui la consegna e la riconsegna dell'energia elettrica vettoriata non avvengano simultaneamente;
- c) il punto di consegna è il punto in cui l'energia elettrica vettoriata viene immessa in rete;
- d) il punto di riconsegna è il punto in cui l'energia elettrica vettoriata viene prelevata dalla rete;
- e) l'energia elettrica vettoriabile è la massima quantità di energia elettrica che può essere vettoriata in un dato periodo di tempo, senza eccedere in alcun momento il limite della potenza impegnata;
- f) la bassa tensione (BT) è una tensione nominale tra le fasi non superiore a 1 kV;
- g) la media tensione (MT) è una tensione nominale tra le fasi superiore a 1 kV e non superiore a 35 kV;
- h) l'alta tensione (AT) è una tensione nominale tra le fasi superiore a 35 kV e non superiore a 150 kV;
- i) l'altissima tensione (AAT) è una tensione nominale tra le fasi superiore a 150 kV;
- j) le fasce orarie F1, F2, F3 e F4, nel caso di riconsegna in media o bassa tensione, sono le fasce definite dal titolo II, comma 2), paragrafo b), punto 1), del provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 19 dicembre 1990, n. 45/1990;
- k) le fasce orarie F1, F2, F3 e F4, nel caso di riconsegna in altissima o alta tensione, sono le fasce definite dal titolo II, comma 2), paragrafo b), punto 2), del provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 19 dicembre 1990, n. 45/1990;
- l) il sistema elettrico nazionale è il complesso degli impianti di produzione, delle reti di trasmissione e di distribuzione, nonché dei servizi ausiliari e dei dispositivi di interconnessione e dispacciamento ubicati sul territorio nazionale;
- m) la trasmissione è l'attività di trasporto e trasformazione dell'energia elettrica sulla rete interconnessa ad altissima ed alta tensione;
- n) la distribuzione è l'attività di trasporto e di trasformazione di energia elettrica sulle reti di distribuzione a media e bassa tensione;
- o) il produttore è la persona fisica o giuridica che produce energia elettrica, indipendentemente dalla proprietà dell'impianto di produzione;
- p) la rete di trasmissione nazionale è il complesso delle stazioni di trasformazione e delle linee elettriche di trasmissione ad altissima ed alta tensione sul territorio nazionale gestite unitariamente;
- q) il gestore della rete di trasmissione nazionale è la persona giuridica responsabile della trasmissione e del dispacciamento dell'energia elettrica, ivi compresa la gestione unificata della rete di trasmissione nazionale, indipendentemente dalla proprietà della rete stessa;

- r) il gestore della rete è la persona fisica o giuridica responsabile della gestione della rete di trasmissione nazionale, di una porzione della stessa o di una rete di distribuzione, indipendentemente dalla proprietà della rete stessa;
- s) il dispacciamento è l'attività diretta ad impartire disposizioni per l'utilizzazione e l'esercizio coordinati degli impianti di produzione, della rete di trasmissione nazionale e dei servizi ausiliari;
- t) i servizi ausiliari sono i servizi necessari per la gestione di una rete;
- u) il dispositivo di interconnessione è l'apparecchiatura per collegare le reti elettriche;
- v) gli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili sono quelli che utilizzano l'energia del sole, del vento, delle maree, del moto ondoso o l'energia idraulica, limitatamente in quest'ultimo caso agli impianti ad acqua fluente;
- w) gli impianti alimentati da fonti rinnovabili programmabili sono quelli che utilizzano le risorse geotermiche, l'energia derivante dalla trasformazione dei rifiuti organici ed inorganici o di prodotti vegetali, nonché l'energia idraulica, esclusi in quest'ultimo caso gli impianti ad acqua fluente;
- x) gli impianti alimentati da fonti assimilate sono quelli che utilizzano fonti di energia assimilate alle fonti rinnovabili di energia, come definite all'articolo 1, comma 3, della legge 9 gennaio 1991, n. 10, per i quali risulta soddisfatta la condizione tecnica per l'assimilabilità prevista dal titolo I del provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 29 aprile 1992, n. 6/1992 e successive modificazioni e integrazioni;
- y) il cliente idoneo è la persona fisica o giuridica che, ai sensi della direttiva 96/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 dicembre 1996, concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, e per effetto dei decreti legislativi previsti dall'articolo 36 della legge 24 aprile 1998, n. 128, ha la capacità di stipulare contratti di fornitura con qualsiasi produttore, distributore o grossista, sia in Italia che all'estero, anche al fine della rivendita ad altri clienti o acquirenti;
- z) l'ora fissa è il periodo di 60 minuti primi avente inizio al minuto 00 di un'ora;
- aa) il periodo di 15 minuti primi fissi è un periodo di 15 minuti primi avente inizio al minuto 00, o al minuto 15, o al minuto 30, o al minuto 45, di un'ora.

C2 Abbreviazioni

La presente relazione tecnica contiene le seguenti abbreviazioni.

Autorità:	Autorità per l'energia elettrica e il gas;
Direttiva 96/92/CE:	direttiva 96/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 dicembre 1996 concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica;
Enel:	Enel Spa;
Legge n. 9/91:	legge 9 gennaio 1991, n. 9;
Provvedimento CIP n. 6/92:	provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 29 aprile 1992, n.6;
PVC:	percorso convenzionale dell'energia vettoriata.

APPENDICE D: ELENCO DEI SOGGETTI CHE HANNO PRESENTATO OSSERVAZIONI AL DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE 24 NOVEMBRE 1998

La presente appendice elenca in ordine alfabetico i soggetti che hanno presentato all'Autorità per l'energia elettrica e il gas osservazioni scritte al documento per la consultazione del 24 novembre 1998 recante uno schema di provvedimento per la disciplina delle condizioni tecnico-economiche del servizio di vettoriamiento e scambio dell'energia elettrica e di alcuni servizi di rete entro la data del 15 dicembre 1998.

- 1) Abi
- 2) Acciai speciali Terni Spa
- 3) Aei
- 4) Agac
- 5) Aicep
- 6) Aim
- 7) Albini Danilo
- 8) Alcoa Spa
- 9) Ambiente Italia
- 10) Amga
- 11) Aper
- 12) Assocarta
- 13) Associazione industriale bresciana e Assoenergia
- 14) Cec
- 15) CGIL-CISL-UIL
- 16) Cogena
- 17) Confindustria
- 18) Dipartimento Energia dell'Università degli studi di Pavia
- 19) Elettrostudio
- 20) Enea
- 21) Enel Spa
- 22) Energia per l'industria
- 23) Federacciai
- 24) Federelettrica
- 25) Italcementi Spa
- 26) Pangeo Srl
- 27) Regione autonoma Valle d'Aosta.
- 28) Savener Spa
- 29) Sondel Spa
- 30) Unapace
- 31) Zecca Srl

Relazione tecnica alla delibera 25 febbraio 1999, n. 24

**PRESUPPOSTI E FONDAMENTI PER L'AGGIORNAMENTO
DELLA TARIFFA ELETTRICA AI SENSI DELLA DELIBERAZIONE
DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS
26 GIUGNO 1997, N. 70/97 E PER LA MODIFICA DELLA
MEDESIMA DELIBERAZIONE**

1. Introduzione

Il provvedimento proposto prevede:

- la determinazione delle aliquote delle componenti tariffarie A2 e A3, secondo la struttura prevista dall'articolo 4 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 22 dicembre 1998, n. 161/98, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 304 del 31 dicembre 1998 (di seguito: deliberazione n. 161/98);
- l'aggiornamento della parte B della tariffa ai sensi dell'articolo 7, comma 7.1 della deliberazione dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70/97, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 150 del 30 giugno 1997 (di seguito: deliberazione n. 70/97), tenendo anche conto dell'esigenza di congruare la differenza tra la quota di aliquota, pari in media a 0,69 L/kWh, introdotta, a titolo di acconto, dalla deliberazione dell'Autorità n. 161/98 e quella, pari in media a 0,42 L/kWh, a copertura del maggior fabbisogno derivante, per il primo bimestre (gennaio – febbraio) 1999, dagli adeguamenti del costo unitario riconosciuto dei combustibili per effetto del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 15 gennaio 1999, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 11 del 15 gennaio 1999;
- la modificazione della disciplina relativa alla determinazione del prezzo medio del paniere di combustibili fossili sui mercati internazionali, di cui all'Allegato n. 1 della deliberazione n. 70/97, individuando le tipologie di carbone da assumere come riferimento per tale determinazione; specificando le modalità di computo degli indici di mercato relativi al carbone, all'olio combustibile e al gas naturale, in relazione alle modificazioni delle aliquote delle accise sugli oli minerali e delle aliquote dell'imposta sui consumi di carbone, disposte ai sensi dell'articolo 8, comma 5, della legge 23 dicembre 1998, n. 448.

2. Determinazione delle componenti tariffarie A2 e A3 della tariffa

Come previsto dalla deliberazione dell'Autorità n. 161/98, a decorrere dall'1 marzo 1999, per le forniture diverse da quelle:

- in bassa tensione per usi domestici;
- in alta tensione per la produzione di alluminio primario, di cui al decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 15 dicembre 1995, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 39 del 16 febbraio 1996;

- alle Ferrovie dello Stato per i quantitativi di energia per trazione in eccesso dei limiti previsti dall'articolo 4, comma 2, del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 22 maggio 1963, n. 730;
- di cui all'articolo 2, comma 2.4, della deliberazione dell'Autorità n. 70/97,

le componenti tariffarie A2 e A3 includono un'aliquota riferita alla potenza impegnata ed un'aliquota riferita all'energia elettrica fornita, al fine di tener conto di entrambi i parametri che caratterizzano le forniture di energia elettrica, distribuendo il relativo onere tra gli utenti sulla base di una più completa caratterizzazione della fornitura.

Per ciascuna componente è stato allocato il 75% dell'onere sulla potenza e il 25% sull'energia, in una proporzione simile a quella che attualmente sussiste tra la componente fissa (di potenza) e la componente variabile (di energia) dei costi di fornitura del servizio elettrico.

I valori delle aliquote riferite alla potenza impegnata e all'energia prelevata sono stati determinati in base alle ore di utilizzazione media complessiva delle classi di utenza alle quali si applica la nuova struttura binomia, in modo da mantenere invariato il gettito complessivo rispetto a quello ottenibile con le aliquote precedentemente in vigore, con riferimento alle previsioni per il 1998 della domanda di energia elettrica per classi di utenza. Applicando tali criteri, le aliquote delle componenti tariffarie A2 e A3 risultano determinate come riportato nella tabella 1.

Tabella 1 – Aliquote delle componenti A2 e A3 per classi di utenza

CLASSI DI UTENZA	Componente A2		Componente A3	
	L/kW/mese	L/kWh	L/kW/mese	L/kWh
BASSA TENSIONE (forniture per usi agricoli e altri usi)	1085	2,0	1526	2,8
MEDIA TENSIONE 4) Tutti gli usi	1085	2,0	1526	2,8
ALTA TENSIONE (escluso quanto previsto per le classi di utenza 6) e 7) di cui alla tabella 1 allegata alla deliberazione dell'Autorità n. 70/97)	1085	2,0	1526	2,8

Come previsto dalla deliberazione dell'Autorità n. 161/98, nel caso di forniture di energia elettrica con diverso impegno di potenza in distinti periodi dell'anno, l'aliquota riferita alla potenza impegnata si applica, in ciascun mese, al livello massimo della potenza impegnata nel mese.

Nel caso di forniture regolate da tariffe biorarie o multiorarie, per l'applicazione dell'aliquota riferita alla potenza impegnata si fa riferimento, in ciascun mese, alla potenza impegnata equivalente. Questa viene calcolata sulla base delle potenze impegnate in ciascuna fascia oraria, utilizzando le seguenti espressioni:

- nel caso di forniture regolate da tariffe biorarie:

$$PE = 0,432 PP + 0,568 PV$$

dove PP e PV sono le potenze impegnate, rispettivamente, nelle ore piene e nelle ore vuote, come definite al titolo II, punto 1), lettera a) del provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 19 dicembre 1990, n. 45/1990 (di seguito: provvedimento CIP n. 45/90);

- nel caso di forniture regolate da tariffe multiorarie:

$$PE = 0,059 P1 + 0,207 P2 + 0,143 P3 + 0,591 P4$$

dove P1, P2, P3 e P4 sono le potenze impegnate, rispettivamente, nelle ore di punta, nelle ore di alto carico, nelle ore di medio carico e nelle ore vuote, come definite al titolo II, punto 2), lettera b) del provvedimento CIP n. 45/90.

3. Aggiornamento della parte B della tariffa

Per il secondo bimestre (marzo – aprile) 1999, la parte B della tariffa viene aggiornata:

- in conseguenza delle variazioni nel prezzo dei combustibili sui mercati internazionali;
- per prevedere la copertura dei maggiori costi della produzione di energia elettrica derivanti dalla variazione delle accise applicate ai combustibili utilizzati.

Infatti, a decorrere dall'1 gennaio 1999, la parte B della tariffa, oltre a riflettere i prezzi dei combustibili sui mercati internazionali ed i costi di trasporto, include una quota a copertura dei maggiori costi dei combustibili derivanti dalle variazioni delle accise a questi applicabili, come previste dall'articolo 8 della legge 23 dicembre 1998, n. 448.

3.1 Aggiornamento del costo unitario riconosciuto dei combustibili riconosciuto dell'energia elettrica prodotta con impianti termoelettrici

Per il secondo bimestre (marzo – aprile) 1999, il costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt), di cui all'articolo 6, comma 6.8, della deliberazione dell'Autorità n. 70/97, è diminuito del 2,37% rispetto al corrispondente valore del primo bimestre