

Presupposti e fondamenti della nuova disciplina delle condizioni tecnico-economiche del servizio di vettoriamento dell'energia elettrica e di alcuni servizi di rete

Relazione tecnica predisposta dalla Divisione tariffe elettricità per la formazione di provvedimenti in esito al procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 maggio 1997, n. 57/97

15 febbraio 1999

INDICE

1	INTRODUZIONE.....	3
2	LA DISCIPLINA IN VIGORE PRIMA DELLA DELIBERAZIONE DELL'AUTORITÀ	4
2.1	QUADRO NORMATIVO.....	4
2.2	VETTORIAMENTO.....	5
2.3	SCAMBIO	5
2.4	LIMITI DELLA DISCIPLINA IN VIGORE PRECEDENTEMENTE ALLA DELIBERAZIONE DELL'AUTORITÀ	5
3	LA NUOVA DISCIPLINA PER IL SERVIZIO DI VETTORIAMENTO DELL'ENERGIA ELETTRICA E PER ALCUNI SERVIZI DI RETE.....	6
3.1	OBIETTIVI DELLA NUOVA DISCIPLINA DI VETTORIAMENTO E SCAMBIO	6
3.2	VETTORIAMENTO DA UN SOLO PUNTO DI CONSEGNA AD UN SOLO PUNTO DI RICONSEGNA.....	7
3.3	VETTORIAMENTO TRA PIÙ PUNTI DI CONSEGNA E RICONSEGNA.....	10
3.4	CORRISPETTIVI E PERDITE.....	12
3.5	CORRISPETTIVI DI POTENZA	13
3.6	CORRISPETTIVI PER L'USO DEL SISTEMA.....	17
3.7	PEDAGGI IN ENERGIA A COPERTURA DELLE PERDITE	19
3.8	AGGIORNAMENTO DEI CORRISPETTIVI E DEI PEDAGGI	21
3.9	RICONCILIAZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA CONSEGNA E RICONSEGNA E SCAMBIO.....	22
3.10	VETTORIAMENTO INTERNAZIONALE	24
3.11	MAGGIORAZIONI	24
3.12	SCHEMA DI CONTRATTO TIPO E CONTRATTI IN DEROGA	25
	APPENDICE A: CRITERI UTILIZZATI PER LA DETERMINAZIONE DELLA STRUTTURA E DEL LIVELLO DEI CORRISPETTIVI, DEI PEDAGGI A COPERTURA DELLE PERDITE PER IL VETTORIAMENTO E DEI COEFFICIENTI DI SCAMBIO	27
A.1	CORRISPETTIVI DI POTENZA PER IL SEGMENTO IN ALTA-ALTISSIMA TENSIONE DEL PCV.....	27
A.2	CORRISPETTIVI DI POTENZA PER I SEGMENTI IN MEDIA E BASSA TENSIONE E PER LE TRASFORMAZIONI DEL PCV.....	29
A.3	COSTI RICONOSCIUTI AI FINI DELLA DETERMINAZIONE DEI CORRISPETTIVI DI POTENZA.....	30
A.4	CRITERI PER LA DETERMINAZIONE DEL LIVELLO E DELLA STRUTTURA DEI CORRISPETTIVI PER L'USO DEL SISTEMA	34
A.5	PEDAGGI PER LA COPERTURA DELLE PERDITE DI TRASPORTO SULLE RETI IN ALTA-ALTISSIMA TENSIONE	35
A.6	COEFFICIENTI DI SCAMBIO	36
	APPENDICE B: COSTI RICONOSCIUTI AI FINI DEL CALCOLO DEI CORRISPETTIVI DI POTENZA DEL VETTORIAMENTO.....	37
B.1	DETERMINAZIONE DEI COSTI RICONOSCIUTI AL NETTO DELLA REMUNERAZIONE DEL CAPITALE INVESTITO PER CIASCUNA DELLE PARTI DEL PERCORSO CONVENZIONALE.....	37
B.2	DETERMINAZIONE DEL CAPITALE INVESTITO PER CIASCUNA DELLE PARTI DEL PERCORSO CONVENZIONALE..	39
	APPENDICE C: DEFINIZIONI E ABBREVIAZIONI PRINCIPALI.....	41
C1	DEFINIZIONI.....	41
C2	ABBREVIAZIONI	42
	APPENDICE D: ELENCO DEI SOGGETTI CHE HANNO PRESENTATO OSSERVAZIONI AL DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE DEL 24 NOVEMBRE 1998	43

1 Introduzione

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) ha avviato nel mese di giugno 1997 la consultazione con i soggetti interessati nell'ambito di un procedimento finalizzato alla definizione di un nuovo ordinamento tariffario diffondendo il documento su "Criteri per la definizione del nuovo ordinamento tariffario" contenente gli obiettivi del nuovo ordinamento ed i criteri che si intendevano seguire. Nello stesso mese l'Autorità ha tenuto le audizioni speciali delle associazioni di consumatori e utenti, delle associazioni ambientaliste e delle associazioni sindacali delle imprese e dei lavoratori, nonché incontri con i soggetti esercenti. Alcuni soggetti si sono avvalsi dell'opportunità di presentare osservazioni e commenti scritti su quanto prospettato nel documento dell'Autorità

Nel mese di marzo 1998 l'Autorità ha diffuso due ulteriori documenti per la consultazione dal titolo "Linee guida per la regolamentazione delle tariffe dei servizi di vettoriamento e fornitura dell'energia elettrica e dei contributi di allacciamento" e "Linee guida per la regolamentazione della qualità del servizio di fornitura dell'energia elettrica" contenenti proposte rispettivamente per un nuovo ordinamento tariffario per i servizi di vettoriamento e per la fornitura dell'energia elettrica e per una nuova regolamentazione della qualità della fornitura di energia elettrica. A tali documenti si rimanda per l'enunciazione dei criteri generali alla base della nuova disciplina delle condizioni tecnico-economiche del servizio di vettoriamento dell'energia elettrica. Nel mese di aprile 1998 si sono tenuti audizioni e incontri e sono stati acquisiti commenti e osservazioni scritte dalle parti interessate. Nel mese di settembre 1998 gli esercenti delle reti di trasmissione e distribuzione hanno avuto l'opportunità di trasmettere le loro proposte in merito all'articolazione dei corrispettivi e dei pedaggi, in base ai costi da loro sostenuti per l'erogazione del servizio di vettoriamento.

Nel mese di dicembre 1998 è stato diffuso per la consultazione uno schema di provvedimento. L'ulteriore ciclo di consultazione è stato ritenuto opportuno in quanto la proposta oggetto della precedente consultazione aveva subito in alcuni punti modifiche significative in seguito ai commenti pervenuti all'Autorità.

Completato il processo di consultazione, l'Autorità, con la deliberazione proposta, introduce una nuova disciplina delle condizioni tecnico-economiche del servizio di vettoriamento dell'energia elettrica e di alcuni servizi di rete.

La presente relazione tecnica comprende, oltre all'introduzione, due capitoli e quattro appendici. Nel capitolo 2 viene descritta la disciplina del servizio di vettoriamento precedentemente in vigore, mettendone in evidenza i limiti, in particolare in relazione ai mutamenti dell'organizzazione del settore dell'energia elettrica che risulteranno dall'attuazione 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 (di seguito: direttiva 96/92/CE). Nel capitolo 3 viene presentata la nuova disciplina introdotta dalla deliberazione dell'Autorità. Nell'appendice A sono illustrati i criteri seguiti per la determinazione dei livelli e della struttura dei corrispettivi di vettoriamento e dei parametri dello scambio. Nell'appendice sono riportati i costi riconosciuti ai fini della determinazione dei corrispettivi di potenza e dei corrispettivi per l'uso del sistema applicati per il vettoriamento. Nell'appendice C vengono spiegate le principali definizioni e abbreviazioni utilizzate nel testo. Nell'appendice D viene dato l'elenco dei soggetti che hanno presentato osservazioni al documento per la consultazione del 24 novembre 1998.

Per quanto riguarda la definizione di vettoriamento dell'energia elettrica rilevante ai fini dell'applicazione della nuova disciplina si intende l'utilizzo della rete di trasmissione nazionale e delle reti di distribuzione per il trasporto dell'energia elettrica da un punto di immissione (che viene definito "punto di consegna") ad un punto di prelievo (che viene definito "punto di riconsegna"). L'elemento distintivo del vettoriamento è la simultaneità di consegna e riconsegna. A motivo delle caratteristiche tecniche del sistema elettrico tale simultaneità in pratica non è mai perfetta. Per caratterizzare il vettoriamento è quindi necessario stabilire una nozione convenzionale di simultaneità di consegna e riconsegna. La delibera proposta considera come simultanei le immissioni ed i prelievi che avvengono nella stessa ora fissa¹. Qualora consegna e riconsegna avvengano in ore diverse l'energia elettrica consegnata e riconsegnata viene compensata a titolo di scambio.

2 LA DISCIPLINA IN VIGORE PRIMA DELLA DELIBERAZIONE DELL'AUTORITÀ

2.1 Quadro normativo

Il vettoriamento e lo scambio di energia elettrica erano previsti dalla normativa precedentemente vigente, ma l'accesso a questi servizi era limitato a specifiche destinazioni dell'energia elettrica. Tale limitazione faceva sì che fosse vettoriata o scambiata una quantità di energia elettrica assai modesta rispetto ai consumi nazionali (circa 2 TWh vettoriati su un consumo nazionale di 290 TWh).

L'art.4, terzo capoverso, n. 6), della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, come modificato dall'articolo 20, comma 1, della legge 9 gennaio 1991, n. 9 (di seguito: legge n. 9/91), prevede che:

- sia consentita alle imprese la produzione di energia elettrica da impianti che utilizzano fonti convenzionali per uso proprio e, per le imprese costituite in forma societaria, per uso delle società controllate, della società controllante o delle altre società controllate dalla medesima società controllante;
- a tal fine, questi soggetti potranno stipulare con l'Enel Spa (di seguito: Enel) convenzioni per il vettoriamento e lo scambio dell'energia elettrica.

L'articolo 23 della legge n. 9/91 prevede, per l'energia elettrica prodotta da impianti che utilizzano fonti rinnovabili e assimilate, la libera circolazione all'interno di consorzi e società consortili di imprese e fra dette imprese, consorzi per le aree ed i nuclei di sviluppo industriale di cui al testo unico delle leggi sugli interventi per il Mezzogiorno, aziende speciali degli enti locali e società concessionarie di pubblici servizi dagli stessi assunti. L'articolo 22 della stessa legge prevede che il vettoriamento e lo scambio dell'energia elettrica prodotta da impianti che utilizzano fonti rinnovabili e assimilate sia regolato da apposite convenzioni con l'Enel.

I corrispettivi per il vettoriamento dell'energia elettrica sono fissati nel titolo VIII del provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 29 aprile 1992, n. 6 (di seguito: provvedimento CIP n. 6/92)²; viene disciplinato esclusivamente il vettoriamento sulle reti di media, alta ed altissima tensione; non è invece disciplinato il vettoriamento sulle linee di bassa tensione. I parametri relativi allo scambio sono fissati nel titolo IX dello stesso provvedimento.

¹ Per ora fissa si intende il periodo di 60 minuti primi avente inizio al minuto 00 di un'ora.

² Pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 109 del 12 maggio 1992.

2.2 Vettoriamento

Ai sensi del provvedimento CIP n. 6/92, all'energia elettrica vettoriata si applicano pedaggi e si sottraggono perdite.

I pedaggi sono riferiti:

- al livello di tensione di consegna e di riconsegna;
- alla distanza in linea d'aria tra il punto di consegna ed il punto di riconsegna, assumendo distanze massime convenzionali per le diverse tensioni di trasporto pari a 40 km per l'alta tensione e 10 km per la media tensione;
- al numero convenzionale di trasformazioni della tensione, per un numero massimo di tre consecutive;
- alla potenza massima convenzionale vettoriata.

I pedaggi sono ridotti del 10% nel caso di vettoriamento di energia elettrica prodotta da nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili o assimilate.

I pedaggi sono aggiornati annualmente sulla base della variazione dell'indice Istat dei prezzi al consumo.

Le perdite di energia elettrica sono riferite:

- alla distanza in linea d'aria tra il punto di consegna ed il punto di riconsegna, assumendo le sopra citate distanze massime convenzionali;
- al numero convenzionale di trasformazioni della tensione.

Non vengono addebitate perdite nel caso di vettoriamento in "controflusso"³ e per le trasformazioni da un livello di tensione inferiore ad uno superiore.

2.3 Scambio

Per quanto riguarda lo scambio, consentito solo nel caso in cui la distanza fra punto di consegna e di riconsegna dell'energia elettrica sia inferiore a 200 km, sono fissati rapporti di scambio tra l'energia consegnata in ciascuna fascia oraria e riconsegnata in una fascia oraria diversa. Viene inoltre imposta la stipulazione di un contratto di fornitura di integrazione per i prelievi di energia in eccesso a quella ottenuta applicando i rapporti di scambio all'energia consegnata.

Per tenere conto delle perdite di trasporto, l'energia consegnata viene diminuita, ai fini della riconciliazione con quella prelevata, applicando coefficienti moltiplicativi differenziati in funzione delle tensioni di consegna e di riconsegna e della distanza tra i punti di consegna e riconsegna.

Sempre ai fini della riconciliazione con l'energia riconsegnata, l'energia consegnata viene aumentata del 5% nel caso di scambio di energia elettrica prodotta da nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili o assimilate

2.4 Limiti della disciplina in vigore precedentemente alla deliberazione dell'Autorità

La disciplina in vigore precedentemente alla deliberazione dell'Autorità presenta distorsioni i cui effetti si sono tuttavia rivelati di portata modesta, poiché l'utilizzo del servizio di vettoriamento era riservato a specifiche destinazioni dell'energia elettrica e quindi a quantità limitate di energia. Tali distorsioni rendono inadeguata la disciplina prevista dal provvedimento CIP n. 6/92 nella prospettiva della progressiva apertura alla concorrenza del mercato elettrico, cui corrisponderà un aumento rilevante dei quantitativi di energia elettrica vettoriata e scambiata.

³ Vettoriamento dell'energia elettrica sulla rete ad altissima tensione con flusso inverso a quello prevalente della trasmissione Enel.

Il limite principale della disciplina in vigore precedentemente alla deliberazione dell’Autorità è rappresentato dal fatto che i corrispettivi non riflettono in maniera adeguata le determinanti dei costi del servizio. In particolare:

- i pedaggi determinati secondo il provvedimento CIP n. 6/92 aumentano in maniera proporzionale all’aumento della distanza tra punto di consegna e punto di riconsegna dell’energia elettrica, mentre tale distanza non costituisce in generale una determinante significativa del costo di vettoriamento;
- i parametri di scambio non riflettono in modo trasparente la componente del costo dovuta al trasporto dell’energia e quella dovuta alla compensazione intertemporale di consegna e riconsegna;
- nei corrispettivi previsti dal provvedimento CIP n. 6/92 non vi è alcun riferimento ai cosiddetti servizi di sistema (o “ancillari”).

La mancata definizione del vettoriamento sulle reti a bassa tensione è inoltre stata causa di molteplici contenziosi tra l’Enel e i soggetti richiedenti il servizio di vettoriamento.

3 LA NUOVA DISCIPLINA PER IL SERVIZIO DI VETTORIAMENTO DELL’ENERGIA ELETTRICA E PER ALCUNI SERVIZI DI RETE

3.1 Obiettivi della nuova disciplina di vettoriamento e scambio

La nuova disciplina si propone di adeguare la regolamentazione del servizio di vettoriamento al suo utilizzo per la fornitura sul mercato libero dei clienti idonei⁴ che, a seguito dell’attuazione della direttiva 96/92/CE, sono destinati a costituire un segmento rilevante e in progressiva espansione della domanda.

La nuova disciplina del servizio di vettoriamento persegue quattro ordini di finalità:

- prevenire l’esercizio di potere di mercato da parte del fornitore monopolista del servizio di vettoriamento e, di conseguenza, il ricorso inefficientemente basso a tale servizio;
- predisporre condizioni non discriminatorie per l’accesso alle reti e il loro uso da parte di tutti gli operatori abilitati e un sistema di corrispettivi quanto più possibile neutrale rispetto alle decisioni dei consumatori che ne abbiano la facoltà, di utilizzare il servizio di vettoriamento per approvvigionarsi da produttori di loro scelta piuttosto che ricorrere alla fornitura alle tariffe regulate (prerequisiti allo sviluppo della concorrenza nelle fasi di generazione e fornitura);
- indurre gli esercenti dei sistemi di trasmissione e distribuzione alla gestione e allo sviluppo efficiente delle infrastrutture;
- permettere anche agli impianti che, per il tipo di fonte primaria utilizzata, sono vincolati a specifici profili di produzione di partecipare al mercato libero dell’energia elettrica.

Da un punto di vista generale questi obiettivi sono stati perseguiti:

- assumendo come criterio guida nella definizione della struttura e del livello dei corrispettivi la corrispondenza ai costi cui la prestazione del servizio darebbe luogo in una configurazione standard delle reti di trasmissione e distribuzione dell’energia elettrica;

⁴ Per cliente idoneo si intende la persona fisica o giuridica che, ai sensi della direttiva 96/92/CE 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 sia all’estero.

- articolando la struttura dei corrispettivi in modo da inviare agli utilizzatori del servizio di vettoriamento segnali di prezzo nella generalità dei casi identici a quelli che, per l'utilizzo dello stesso servizio, saranno impliciti nelle tariffe di fornitura di energia elettrica agli utenti finali come prossimamente definite dall'Autorità;
- adottando un meccanismo di aggiornamento basato sul price-cap per i corrispettivi di vettoriamento;
- prevedendo la possibilità di scambiare energia elettrica con la rete, immettendola in alcuni periodi e prelevandola in altri;
- prevedendo maggiorazioni ai corrispettivi di vettoriamento, per la copertura degli oneri connessi alla sospensione e alla interruzione dei lavori per la realizzazione di centrali nucleari nonché alla loro chiusura e degli oneri di cui al provvedimento CIP n. 6/92 e successive modificazioni e integrazioni relativi alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ed assimilate alle rinnovabili.

3.2 Vettoriamento da un solo punto di consegna ad un solo punto di riconsegna

Al vettoriamento si applicano corrispettivi di potenza e un corrispettivo per l'uso del sistema. All'energia elettrica vettoriata si sottrae un pedaggio in energia a copertura delle perdite sulle reti. Per la determinazione dei corrispettivi di potenza e dei pedaggi in energia si fa riferimento al percorso convenzionale dell'energia elettrica vettoriata (di seguito: PCV). Il riferimento ad un percorso convenzionale è reso necessario dalla impossibilità, in pratica, di determinare il percorso fisico effettivo dell'energia elettrica vettoriata, in quanto esso varia nel tempo in funzione del carico e delle modalità di esercizio delle reti.

La presente sezione illustra, con riferimento al caso più semplice di vettoriamento da un solo punto di consegna a un solo punto di riconsegna, la determinazione del PCV; la sezione 3.3 illustra la determinazione dei PCV nel caso di vettoriamenti con più punti di consegna e riconsegna.

Il PCV da un punto di consegna ad un punto di riconsegna è costituito da una sequenza di distanze che l'energia elettrica vettoriata è assunta convenzionalmente percorrere su reti a diversi livelli di tensione e dalla corrispondente sequenza di trasformazioni di tensioni cui l'energia vettoriata è convenzionalmente assoggettata.

Le informazioni necessarie alla costruzione del PCV sono:

- le tensioni di consegna e di riconsegna;
- la distanza in linea d'aria tra punto di consegna e punto di riconsegna.

Il percorso convenzionale dell'energia elettrica vettoriata, dal punto di consegna al punto di riconsegna, può includere le seguenti componenti:

- a) distanza su linea BT
- b) trasformazione BT/MT
- c) distanza su linea MT
- d) trasformazione MT/AT
- e) distanza su linee AT-AAT
- f) trasformazione AT/MT
- g) distanza su linea MT
- h) trasformazione MT/BT
- i) distanza su linea BT.

La tabella 1 indica quali componenti compongono il percorso convenzionale dell'energia in dipendenza della tensione di consegna e di riconsegna.

Tabella 1

Tensione di consegna	Tensione di riconsegna			
	BT	MT	AT	AAT
BT	Da a) a i)	Da a) a g)	Da a) a e)	Da a) a e)
MT	Da c) a i)	Da c) a g)	Da c) a e)	Da c) a e)
AT	Da e) a i)	Da e) a g)	e)	e)
AAT	Da e) a i)	Da e) a g)	e)	e)

Le tensioni di consegna e di riconsegna nel PCV sono uguali a quelle a cui avvengono effettivamente l'immissione in rete e il prelievo dalla rete. La distanza tra punto di consegna e punto di riconsegna viene ripartita tra segmenti a tensione diversa partendo da quelli a tensione inferiore secondo le seguenti regole convenzionali:

- ciascun segmento in bassa tensione non può avere lunghezza superiore a 500 metri;
- ciascun segmento in media tensione non può avere lunghezza superiore a 10 km; tale limite è di 20 km qualora la consegna avvenga in alta o altissima tensione e la riconsegna in media o bassa tensione⁵.

Come conseguenza della ripartizione della distanza tra punto di consegna e di riconsegna tra tratti a tensione diversa si determinano le trasformazioni di tensione sul PCV.

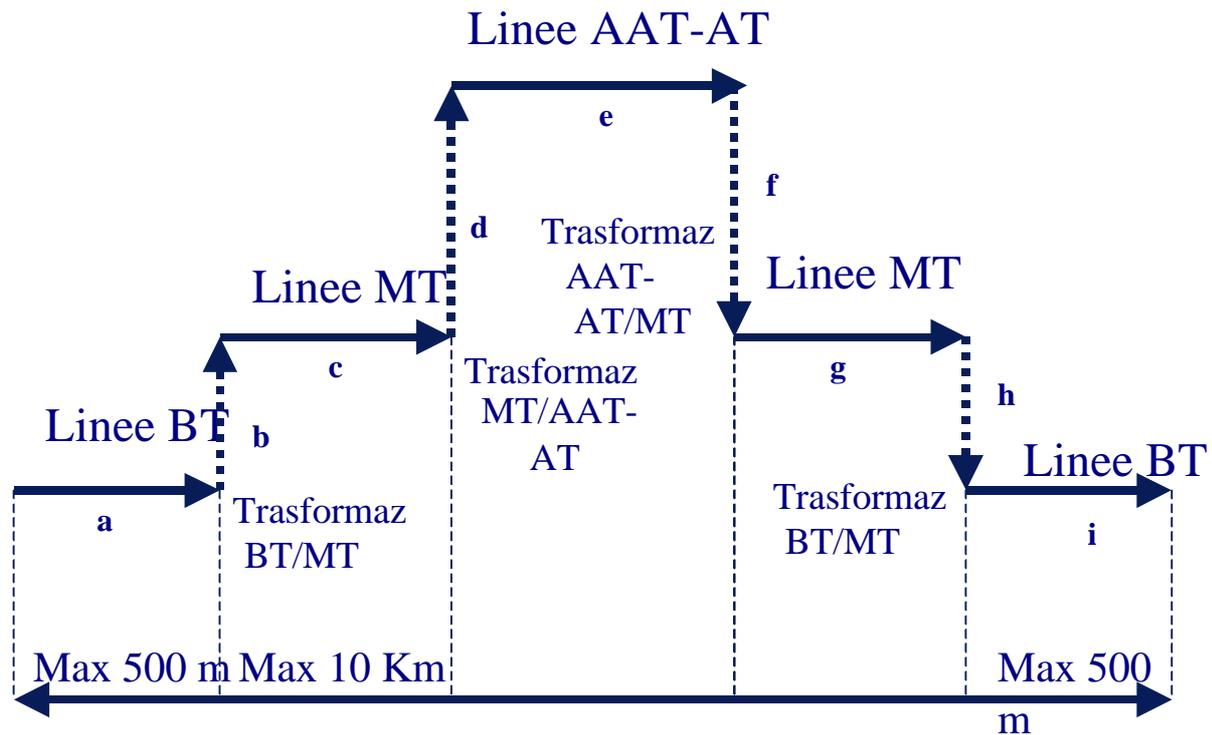
La lunghezza massima convenzionalmente percorsa dall'energia elettrica sulle reti di media tensione è stata assunta pari a 20 km, sulla base della stima di un valore medio di tale distanza pari a 16 km. La lunghezza massima convenzionalmente percorsa dall'energia elettrica sulle reti di bassa tensione è stata assunta pari a 1 km, sulla base della stima di un valore medio di tale distanza pari a 0,5 km. Il maggior rapporto tra valore massimo convenzionale e valore medio, nel caso della bassa tensione, riflette la maggiore variabilità della distanza effettivamente percorsa nelle reti di bassa tensione.

Ai fini dell'illustrazione della determinazione del PCV è utile fare riferimento al caso più articolato, anche se probabilmente meno frequente in pratica, di consegna e riconsegna dell'energia elettrica vettoriata in bassa tensione. Tale caso è rappresentato nella figura 1, ove la distanza in linea d'aria tra punto di consegna e punto di riconsegna è indicata con D_t . Il PCV è composto da:

- un tratto iniziale e uno finale in bassa tensione ciascuno di lunghezza pari al valore minimo tra la metà di D_t e 500 metri. A scopo illustrativo nella figura 1 è rappresentato il caso in cui D_t è maggiore di 1000 metri: in tal caso l'energia percorre in bassa tensione due tratti di 500 metri e il PCV include anche tratti in media tensione;
- un secondo ed un penultimo tratto in media tensione, ciascuno di lunghezza pari al minimo tra 10 km e la metà di D_t diminuita della lunghezza del tratto rispettivamente iniziale e finale di bassa tensione. A scopo illustrativo nella figura 1 è rappresentato il caso in cui D_t è maggiore di 21 km, per cui i due tratti in media tensione sono ciascuno di lunghezza pari a 10 km e il PCV include anche un tratto in alta-altissima tensione;
- un tratto in alta-altissima tensione di lunghezza pari alla differenza tra D_t e la somma delle lunghezze di tutti i tratti in media e bassa tensione del PCV;
- una trasformazione BT/MT, una trasformazione MT/AT-AAT, una trasformazione AT-AAT/MT e una trasformazione MT/BT.

⁵ La razionalità economica della differenziazione della lunghezza massima del tratto percorso in media tensione in funzione della tensione di consegna è illustrata, in relazione alle modalità di determinazione dei corrispettivi, nella sezione 3.5.3.

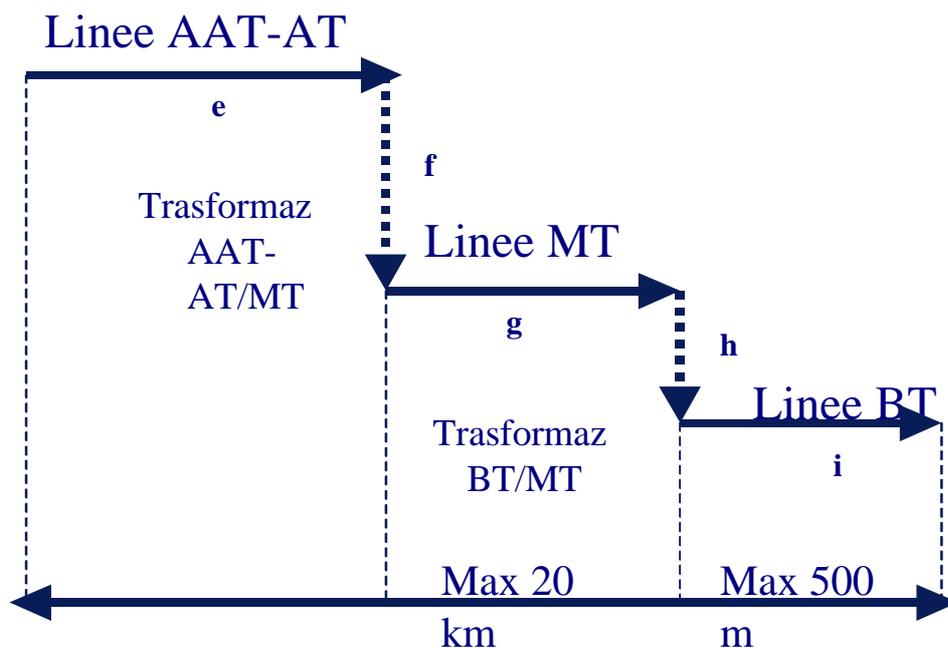
Figura 1



Nel caso in cui la consegna avvenga in alta o altissima tensione (figura 2), il PCV sarebbe composto da :

- i) un tratto finale in bassa tensione di lunghezza pari al valore minimo tra D_t e 500 metri. Nelle ipotesi assunte sopra, questo tratto è pari a 500 metri;
- ii) un tratto intermedio in media tensione di lunghezza pari al minimo tra 20 km e D_t , al netto del tratto di 500 in bassa tensione. Nelle ipotesi assunte, tale tratto è pari a 20 km;
- iii) un tratto in alta-altissima tensione di lunghezza pari alla differenza tra D_t e la somma delle lunghezze dei tratti in media e bassa tensione;
- iv) una trasformazione AT-AAT/MT e una trasformazione MT/BT.

Figura 2



3.3 Vettoriamento tra più punti di consegna e riconsegna

Nel caso di vettoriamento da più punti di consegna a più punti di riconsegna la costruzione dei percorsi convenzionali richiede ipotesi convenzionali ulteriori rispetto al caso di un solo punto di consegna ed un solo punto di riconsegna. In particolare va ripartita convenzionalmente tra i diversi punti di consegna la copertura della potenza prelevata in ogni punto di riconsegna.

Nel caso in cui la somma delle potenze impegnate nei punti di consegna sia pari alla somma delle potenze impegnate nei punti di riconsegna, la determinazione dei percorsi convenzionali avviene come segue:

- si ordinano i punti di riconsegna in ordine decrescente rispetto all'energia elettrica vettoriabile⁶;
- per ciascun punto di riconsegna si assegna la copertura della potenza impegnata al punto di consegna più vicino in linea d'aria, nei limiti della potenza impegnata in detto punto di consegna e non già assegnata alla copertura della potenza impegnata in altri punti di riconsegna; qualora la potenza impegnata e non già allocata nel punto di consegna più vicino al punto di riconsegna sia inferiore alla potenza impegnata nello stesso punto di riconsegna, si assegna la copertura della residua potenza impegnata a punti di consegna progressivamente più lontani dal punto di riconsegna;
- si ripete quanto previsto alla lettera b) per il successivo punto di riconsegna secondo l'ordine illustrato alla lettera a).

La tabella 2 illustra la determinazione dei percorsi convenzionali in un caso esemplificativo in cui l'impegno totale di potenza nei punti di consegna sia pari all'impegno totale di potenza al riconsegna.

⁶ Per energia elettrica vettoriabile si intende 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.

Tabella 2

Punti di consegna	Potenza impegnata nell'ora nel punto di consegna	
G1	80	
G2	30	
Totale	110	
Punti di riconsegna	Potenza impegnata nell'ora nel punto di riconsegna	Punto di consegna più vicino al punto di riconsegna
P1	100	G1
P2	10	
Totale	110	

Dall'applicazione del metodo sopra descritto (punti 1-3) risultano tre percorsi convenzionali:

- i) da G1 a P1 con potenza vettoriata 80;
- ii) da G2 a P1 con potenza vettoriata 20;
- iii) da G2 a P2 con potenza vettoriata 10.

Nel caso in cui la somma delle potenze impegnate nei punti di consegna sia superiore (inferiore) alla somma delle potenze impegnate nei punti di riconsegna, la determinazione dei percorsi convenzionali avviene come segue:

- d) La potenza impegnata in ciascun punto di consegna (riconsegna) viene ridotta, moltiplicandola per il rapporto tra la potenza complessivamente impegnata nei punti di riconsegna (consegna) e quella complessivamente impegnata nei punti di consegna (riconsegna) ed ottenendo così una potenza che, per successivo riferimento, è utile indicare come "potenza rettificata". La differenza tra la potenza impegnata in ciascun punto di consegna e la corrispondente "potenza rettificata" è indicata come "potenza restante". Si noti che per costruzione la somma delle potenze rettificate in tutti i punti di consegna (riconsegna) è pari alla somma delle potenze impegnate in tutti i punti di riconsegna (consegna).
- e) Si opera una prima attribuzione delle potenze rettificate nei punti di consegna (riconsegna) ai PCV che li uniscono ai punti di riconsegna (consegna), applicando la procedura sopra descritta (lettera a)-c));
- f) Si attribuisce la potenza restante di ciascun punto di consegna (riconsegna), portandola ad incremento delle potenze allocate ai percorsi convenzionali che da esso si dipartono (ad esso afferiscono), individuati al punto e), in proporzione alla quota della potenza rettificata già assegnata a ciascuno di essi.

La tabella 3 illustra la determinazione dei percorsi convenzionali in un caso esemplificativo in cui l'impegno totale di potenza nei punti di consegna sia superiore all'impegno totale di potenza nei punti di riconsegna.

Tabella 3

Punti di consegna	Potenza impegnata nel punto di consegna	
G1	80	
G2	45	
Totale	125	
Punti di riconsegna	Potenza impegnata nell'ora nel punto di riconsegna	Punto di consegna più vicino al punto di riconsegna
P1	100	G1
P2	10	
Totale	110	

Dall'applicazione della lettera d) della procedura sopra indicata si ottengono le potenze "rettificate" per i punti di consegna riportate nella tabella 4.

Tabella 4

	Potenza "rettificata"	Potenza "restante"
G1	$80 * [(100+10)/(80+45)] = 70,4$	$80 * (1 - [(100+10)/(80+45)]) = 9,6$
G2	$45 * [(100+10)/(80+45)] = 39,6$	$45 * (1 - [(100+10)/(80+45)]) = 5,4$
Totale	110	15

Applicando la lettera e) della procedura risultano i tre percorsi convenzionali:

- i) da G1 a P1 con potenza vettoriata 70,4;
- ii) da G2 a P1 con potenza vettoriata 29,6;
- iii) da G2 a P2 con potenza vettoriata 10.

La restante potenza di consegna viene, secondo quanto previsto dalla lettera f) della procedura, portata in aumento delle potenze impegnate nei punti di consegna in modo proporzionale alle potenze vettorate nei percorsi convenzionali determinati secondo quanto disposto dalla lettera e). Quindi:

- viene riferita al percorso i), oltre alla potenza di 70,4, la potenza $9,6 * (70,4/70,4) = 9,6$
- viene riferita al percorso ii), oltre alla potenza di 29,6, la potenza $5,4 * (29,6/39,6) = 4,1$
- viene riferita al percorso iii), oltre alla potenza di 10, la potenza $5,4 * (10/39,6) = 1,3$.

Per la determinazione dei corrispettivi di potenza si utilizzano quindi i seguenti percorsi convenzionali:

- i) da G1 a P1 con impegno di potenza 80 in G1 e 80 in P1;
- ii) da G2 a P1 con impegno di potenza 33,6 in G2 e 20 in P1;
- iii) da G2 a P2 con impegno di potenza 11,4 in G2 e 10 in P2.

3.4 Corrispettivi e perdite

Per il servizio di vettoriamento si applicano un corrispettivo di potenza e un corrispettivo per l'uso del sistema. Inoltre all'energia elettrica vettoriata si sottraggono pedaggi in energia a copertura delle perdite.

I corrispettivi di potenza e i pedaggi sono riferiti alle distanze percorse ai diversi livelli di tensione e alle trasformazioni di tensione che caratterizzano il PCV.

Gli obiettivi perseguiti nella determinazione della struttura e dei livelli dei corrispettivi e delle perdite sono:

- l'invio ai fruitori del servizio di vettoriamento di segnali corretti circa i costi che essi causano

affinché le infrastrutture di trasmissione e distribuzione siano utilizzate in modo efficiente;

- la neutralità rispetto alla scelta dei consumatori tra l'approvvigionarsi di energia elettrica sul mercato libero utilizzando il servizio di vettoriamento e l'acquistare energia elettrica a tariffe regolate da una impresa di distribuzione.

La neutralità riguarda, simmetricamente, il prestatore del servizio di vettoriamento operante anche nella fornitura di energia elettrica agli utenti finali: ai (soli) fini della copertura dei propri costi di distribuzione e trasmissione il gestore della rete e fornitore deve essere indifferente tra il prestare il servizio di vettoriamento per la fornitura di un utente da parte di un generatore terzo e l'essere il fornitore del servizio elettrico allo stesso utente.

I due obiettivi sono in parziale contrasto tra loro: l'invio attraverso i prezzi di corretti segnali di costo richiede l'adozione di corrispettivi quanto più possibile articolati per riflettere accuratamente i costi specificamente causati da ogni singolo vettoriamento. D'altra parte le tariffe praticate alle forniture agli utenti finali debbono sottostare al vincolo dell'uniformità sul territorio nazionale, per ciascuna tipologia di utenza; di conseguenza quanto maggiore è l'articolazione della struttura tariffaria per il vettoriamento tanto più rilevanti saranno gli stimoli per alcuni tipi di utenti ad abbandonare la fornitura a tariffe regolate, come conseguenza non di un minore costo alla generazione dell'energia acquistata tramite vettoriamento ma di un minore corrispettivo di vettoriamento rispetto a quello di trasmissione e distribuzione implicito nella tariffa regolata.

Un esempio può contribuire a chiarire questo punto. Si consideri un utente allacciato in media tensione che sia collegato al sistema in alta-altissima tensione da una linea in media tensione di 4 chilometri, in una situazione in cui mediamente gli utenti finali allacciati in media tensione sono collegati al sistema in alta-altissima tensione da una linea di 10 chilometri. Il costo di trasmissione incorporato nella tariffe di fornitura di energia elettrica, che per il vincolo di uniformità non possono essere differenziate in funzione della distanza dell'utente dal sistema di trasmissione, rifletterà un costo di distribuzione medio, riferito cioè ad una linea in media tensione di 10 km. Un corrispettivo di vettoriamento che riflettesse i costi effettivi causati dall'utente in esame si baserebbe invece su un percorso in media tensione di 4 km.

Di conseguenza si genererebbe un incentivo alla sostituzione della fornitura a tariffe regolate con una fornitura attraverso vettoriamento anche se a quest'ultima corrispondessero costi di generazione superiori, in quanto il vettoriamento comporterebbe per l'utente un beneficio ulteriore: il pagamento di un corrispettivo per il trasporto dell'energia inferiore a quello medio pagato da tutti gli utenti serviti con "tariffe regolate", senza per altro che ciò sia associato ad una riduzione del costo totale di trasporto dell'energia elettrica per il sistema. In termini generali quindi l'imposizione di una struttura tariffaria aderente ai costi in presenza di tariffe finali non aderenti ai costi, in particolare per il vincolo di uniformità tariffaria, potrebbe rendere convenienti comportamenti che innalzano i costi totali di fornitura del servizio elettrico. La soluzione adottata dall'Autorità realizza un compromesso tra esigenze di aderenza ai costi e neutralità rispetto alle scelte di approvvigionamento degli utenti finali.

3.5 Corrispettivi di potenza

3.5.1 Criteri per la determinazione dei corrispettivi

I corrispettivi di potenza coprono i costi di costruzione, manutenzione ed esercizio, inclusa una adeguata remunerazione del capitale investito, delle infrastrutture di trasmissione e distribuzione utilizzate per la prestazione del servizio di vettoriamento.

Le infrastrutture di trasmissione e distribuzione sono caratterizzate dal fatto di essere utilizzate

simultaneamente da più utenti. Il livello di condivisione varia tuttavia a seconda del tipo di infrastruttura. I due estremi sono: da un lato il sistema di trasmissione, caratterizzato dal massimo livello di condivisione in quanto su di esso transita l'energia elettrica prelevata da tutti gli utenti; dall'altro il segmento di linea che collega ciascun utente alla rete, che non è condiviso in quanto trasporta solo l'energia elettrica prelevata da quell'utente.

La responsabilità dell'utente nel causare il costo di una infrastruttura ha natura diversa a seconda che tale infrastruttura sia utilizzata unicamente da un utente oppure "condivisa" tra più utenti che la utilizzano simultaneamente. Nel primo caso l'utente è responsabile del costo complessivo dell'infrastruttura. Nel secondo caso, in termini semplificati, un utente è responsabile (di una quota) del costo dell'infrastruttura solo se, ovvero nei periodi di tempo in cui, l'astensione dall'utilizzo dell'infrastruttura da parte di quell'utente consentirebbe una riduzione del dimensionamento e quindi del costo totale di quell'infrastruttura. Il riferimento teorico alla base di questa analisi è nella teoria dei beni pubblici o equivalentemente, nella teoria del *peak-load pricing*.

Per esigenze pratiche, ai fini dell'articolazione dei corrispettivi di vettoriamento si è ricorsi alle seguenti ipotesi:

- a) la rete in alta ed altissima tensione è una risorsa completamente condivisa e gestita in funzione delle esigenze di stabilità del sistema secondo modalità che non permettono di individuare il percorso "effettivo" compiuto dall'energia elettrica vettoriata.
- b) il tratto in alta ed altissima tensione del PCV corrisponde a risorse totalmente "condivise";
- c) la rete in media e bassa tensione ha una topologia radiale, per cui il percorso compiuto dall'energia elettrica vettoriata è identificabile;
- d) i tratti in media e bassa tensione del PCV non sono mai soggetti a congestione anche qualora corrispondano a risorse condivise tra più utenti.

Anticipando quanto verrà illustrato nelle sezioni seguenti, sono coerenti con le assunzioni a) e b) la differenziazione dei corrispettivi di potenza tra fasce orarie in cui il sistema di alta e altissima tensione è utilizzato in misura diversa, nonché l'indipendenza di tali corrispettivi dalla distanza tra il punto di consegna e quello di riconsegna sulla rete di alta e altissima tensione. Sono anche coerenti con le assunzioni c) e d) l'invarianza dei corrispettivi di potenza rispetto al carico del sistema in media e bassa tensione nel momento di utilizzo del servizio di vettoriamento, nonché la loro dipendenza dalla lunghezza dei corrispondenti tratti del PCV.

Nel prosieguo della relazione saranno messi in evidenza gli elementi della regolamentazione introdotta con la deliberazione dell'Autorità finalizzati ad attenuare le più importanti distorsioni potenzialmente indotte da queste semplificazioni.

Per la determinazione dei corrispettivi di potenza si fa riferimento alla potenza impegnata. Nella nuova disciplina i fruitori del servizio di vettoriamento possono impegnare una potenza di trasporto diversa in ciascuna ora fissa. L'impegno di potenza è riferito al punto di consegna e al punto di riconsegna, e può essere differenziato tra consegna e riconsegna. In questo caso, ai fini dell'applicazione dei corrispettivi di potenza, si considerano afferenti al punto di consegna i corrispettivi di potenza afferenti alla porzione "a tensione crescente" del PCV, con ciò intendendo l'insieme delle componenti cui, a partire dal punto di consegna, seguono tratti del PCV a tensione superiore, nonché metà del tratto del PCV a tensione massima. Si considerano afferenti al punto di riconsegna i corrispettivi relativi alla porzione "a tensione decrescente" del PCV, cioè l'insieme delle componenti cui seguono tratti del PCV a tensione inferiore, nonché metà del tratto del PCV a tensione massima. Nel caso ad esempio di consegna in media tensione e riconsegna in bassa tensione si considerano afferenti al punto di consegna i corrispettivi relativi al primo tratto in media tensione, alla trasformazione MT/AT-AAT e a metà del tratto in alta-altissima tensione; afferiscono al punto di riconsegna i corrispettivi relativi a: metà del tratto in alta-altissima tensione, la

trasformazione AT-AAT/MT, il secondo tratto in media tensione, la trasformazione MT/BT e il tratto in bassa tensione.

La differenziazione su base oraria e rispetto ai punti di consegna e riconsegna dell'impegno di potenza dovrebbe indurre un profilo temporale della potenza impegnata sostanzialmente coincidente con quello della potenza effettivamente utilizzata, sia alla consegna sia alla riconsegna. Tale sovrapposizione è promossa anche dalla previsione che, qualora la potenza immessa o prelevata dal fruitore del servizio di vettoriamento ecceda il limite dell'impegno di potenza si applichi una maggiorazione del corrispettivo di potenza del 7.500% sulla differenza tra massima potenza immessa o prelevata nel corso di un'ora e potenza impegnata in quell'ora, e con riferimento alle componenti del PCV afferenti al punto in cui il supero si verifica.

La previsione di una lunghezza massima per i tratti del percorso convenzionale in media e bassa tensione, interagendo con la struttura dei corrispettivi illustrata nella sezioni seguenti, ha per effetto la determinazione di un corrispettivo di potenza di fatto indipendente dalla distanza per tutti i tratti del PCV diversi da quello alla tensione più elevata. Per quanto concerne invece il tratto a tensione più elevata il corrispettivo aumenta in proporzione alla lunghezza del tratto fino a km 1, km 20, km 40, se tale tratto è rispettivamente in bassa, media e alta-altissima tensione. Nei casi in cui il tratto a tensione più elevata sia in bassa e media tensione ciò è ottenuto stabilendo corrispettivi riferiti alla lunghezza dei tratti del PCV e limitando la lunghezza massima di tali tratti, per cui il corrispettivo non può superare quello relativo alla lunghezza massima; nel caso di alta-altissima tensione lo stesso risultato è ottenuto attraverso la previsione che il corrispettivo sia in generale indipendente dalla lunghezza del tratto del PCV in alta-altissima tensione, ma che, per lunghezze inferiori a 40 km, tale corrispettivo subisca una riduzione proporzionale al rapporto tra tale lunghezza e 40 km.

3.5.2 Corrispettivi di potenza per il segmento in alta-altissima tensione del PCV

Coerentemente con l'ipotesi che le corrispondenti infrastrutture siano utilizzate in ogni momento da tutti gli utenti che prelevano energia elettrica dalla rete e che il percorso "effettivo" dell'energia elettrica vettoriata non sia individuabile, i corrispettivi di potenza per la parte del PCV in alta e altissima tensione sono:

- riferiti alla potenza impegnata (vengono quindi espressi in lire/kW impegnato/ora);
- differenziati a seconda della fascia oraria;
- indipendenti dalla lunghezza del segmento in alta-altissima tensione del PCV (metodo cosiddetto "a francobollo") per lunghezze non inferiori a 40 km.

Il riferimento alla potenza impegnata e la differenziazione dei corrispettivi in funzione della fascia oraria riflettono il fatto che la potenza impegnata nel periodo di maggior carico è la determinante del dimensionamento del sistema e quindi del costo delle infrastrutture. Questo è tanto più vero ove, come nella nuova disciplina, sia consentito un impegno di potenza diverso in ogni ora, così che la potenza impegnata e quella effettivamente utilizzata da parte dei fruitori del servizio di vettoriamento tendono a coincidere.

L'indipendenza dei relativi corrispettivi dalla lunghezza del segmento in alta-altissima tensione del PCV equivale al risultato che si otterrebbe assumendo che, indipendentemente dai punti di consegna e di riconsegna, tutta l'energia che transita sul sistema di alta e altissima tensione percorra su di esso la medesima distanza. I potenziali effetti distorsivi di tale semplificazione sono mitigati dalla riduzione del corrispettivo relativo al tratto del PCV in alta-altissima tensione qualora la sua lunghezza sia inferiore a km 40 (cosiddetto "scivolo"); in questo caso tensione si applica una quota del corrispettivo normale pari al rapporto tra la lunghezza in km del tratto del PVC in alta-altissima tensione e 40 km.

La previsione di una riduzione dei corrispettivi relativi al tratto del PCV in alta-altissima tensione per distanze inferiori a 40 km risponde a due ordini di finalità. In primo luogo essa fa sì che a meno delle componenti relative alle trasformazioni di tensione il corrispettivo di potenza aumenti in modo continuo all'aumentare della distanza tra punto di consegna e punto di riconsegna. Un andamento non troppo discontinuo del corrispettivo di potenza al variare della distanza tra punto di consegna e punto di riconsegna è reso particolarmente opportuno dalla natura convenzionale delle distanze percorse dall'energia elettrica vettoriata ai diversi livelli di tensione, rilevanti per la determinazione dei corrispettivi. In secondo luogo la previsione di una riduzione dei corrispettivi relativi al tratto del PCV in alta-altissima tensione per distanze inferiori a 40 km risponde ad una esigenza di continuità rispetto alla disciplina del vettoriamento precedentemente vigente. Tale disciplina, in cui i corrispettivi di vettoriamento crescevano costantemente all'aumentare della distanza tra punto di consegna e punto di riconsegna aveva promosso il vettoriamento dell'energia elettrica per le destinazioni consentite all'interno di gruppi societari e consorzi in ambito locale. L'Autorità ha ritenuto opportuno non esporre tali soggetti al passaggio ad una disciplina caratterizzata da corrispettivi del tutto indipendenti dalla distanza.

3.5.3 Corrispettivi di potenza per i segmenti in bassa e media tensione e per le trasformazioni da bassa a media tensione del PCV

Coerentemente con l'ipotesi che:

- a) la topologia della rete di media e bassa tensione sia radiale, per cui le infrastrutture utilizzate dal fruitore del servizio di vettoriamento siano individuabili; e
- b) la minore simultaneità dell'utilizzo di tali infrastrutture da parte di utenti diversi renda poco rilevante il problema della congestione nelle ore di maggior carico del sistema,

i corrispettivi di potenza per i tratti del PCV in media e bassa tensione:

- sono riferiti alla potenza impegnata (vengono quindi espressi in lire/kW impegnato/ora);
- non sono differenziati a seconda della fascia oraria;
- dipendono dalle distanze percorse dall'energia vettoriata sulle reti⁷.

Con l'articolazione dei corrispettivi in funzione delle distanze interagiscono i due vincoli, menzionati nella sezione 3.2, in base ai quali:

- ciascun tratto in bassa tensione del PCV non può eccedere 500 m;
- ciascun tratto in media tensione del PCV non può eccedere 10 km, o 20 km nel caso di consegna in AT o AAT.

Qualora la consegna avvenga in bassa o media tensione e la distanza tra punto di consegna e riconsegna sia tale da determinare la presenza di un tratto in alta-altissima tensione sul PCV, si assume che i 20 km di media tensione siano percorsi per metà nel tratto a tensione crescente e per metà in quello a tensione decrescente del PCV. Qualora la consegna avvenga in alta o altissima tensione e la distanza tra punto di consegna e riconsegna sia tale da determinare la presenza di un tratto in alta-altissima tensione sul PCV, si assume che i 20 km di media tensione siano percorsi interamente nel tratto a tensione decrescente del PCV. Da questa previsione discende tra l'altro che il recupero dei costi delle reti di media tensione per l'impresa precedentemente fornitrice e successivamente prestatrice del solo servizio di vettoriamento sia assicurato indipendentemente dal fatto che il fornitore che la sostituisce immetta l'energia elettrica in media o alta-altissima tensione.

Quando la lunghezza dei tratti del PCV in bassa e media tensione sia pari a quella massima convenzionale, sul fruitore del servizio grava il costo di una rete "standard," caratterizzata dalla presenza di una cabina secondaria a 500 metri dal punto di consegna (e/o di riconsegna) in bassa

⁷ Tale previsione non riguarda ovviamente le trasformazioni di tensione.

tensione e da un percorso medio dell'energia lungo le reti di media tensione di 20 km. Il riferimento ad una rete "standard" presenta l'ulteriore vantaggio di fornire ai gestori delle reti lo stimolo ad eliminare le situazioni in cui la topologia di rete da luogo a costi superiori a quelli corrispondenti alla topologia standard.

3.6 Corrispettivi per l'uso del sistema

Il corrispettivo per l'uso del sistema è suddiviso in componenti intese a coprire i costi relativi a:

- servizi dinamici (o regolazione di frequenza);
- regolazione della tensione;
- dispacciamento;
- sistemi di misura;
- disponibilità di riserva di potenza.

I corrispettivi per l'uso del sistema sono applicati indipendentemente dalla configurazione del PCV in quanto si riferiscono a servizi di cui beneficiano tutti i fruitori del servizio di vettoriamento.

3.6.1 Servizi dinamici (regolazione di frequenza)

La componente del corrispettivo relativa ai servizi dinamici copre i costi sostenuti dal gestore della rete di trasmissione per assicurare il regolare funzionamento del sistema mantenendo in equilibrio continuo immissioni e prelievi di energia elettrica. Il corrispettivo è annuale e riferito alla potenza nominale netta dell'impianto (quindi espresso in lire/kW/anno).

La componente del corrispettivo per l'uso del sistema relativa ai servizi dinamici è applicata a tutti gli impianti di produzione di energia elettrica collegati in parallelo con la rete anche se l'energia elettrica da questi prodotta non viene vettoriata. Tale componente del corrispettivo costituisce l'unico onere che può essere richiesto dai gestori delle reti ai soggetti che generano energia elettrica in relazione ai servizi connessi con il collegamento in parallelo alla rete. Tale componente del corrispettivo per l'uso del sistema sostituisce quindi il "corrispettivo di parallelo," attualmente non regolamentato.

Qualora l'energia elettrica prodotta da un impianto sia in parte vettoriata, anche verso più punti di riconsegna, e in parte utilizzata nello stesso sito dell'impianto, la componente del corrispettivo per l'uso del sistema relativa ai servizi dinamici si applica una sola volta alla potenza nominale netta dell'impianto.

L'imposizione di una componente del corrispettivo a copertura dei costi di regolazione della frequenza è coerente con un regime organizzativo in cui l'equilibrio nel caso di sbilanciamento tra carico ed immissioni di breve durata non sia assicurato dalla cooperazione di tutti i generatori attivi secondo un principio di solidarietà. Al contrario, nella disciplina prefigurata dalla deliberazione dell'Autorità, l'obbligo per i generatori di mettere a disposizione in ogni momento un certo margine di flessibilità nella potenza che possono immettere in rete non sussiste, se non nella misura in cui il gestore del sistema di trasmissione acquisti da essi tale servizio. In luogo di tale obbligo è introdotto il corrispettivo relativo ai servizi dinamici, a carico di ogni impianto in parallelo con la rete, che copre il relativo costo sostenuto dal gestore della rete. Il principio di solidarietà mantiene invece rilevanza nei rapporti tra il gestore della rete nazionale e quelli degli altri paesi i cui sistemi elettrici sono interconnessi.

3.6.2 Regolazione della tensione

La componente del corrispettivo relativa al servizio di regolazione della tensione copre i costi sostenuti dal gestore della rete di trasmissione per assicurare la stabilità della tensione nella rete; ciò è ottenuto attraverso l'immissione in rete di potenza reattiva da parte di impianti di generazione e

l'utilizzo di condensatori, reattori e compensatori variabili (*static variable compensator*). Poiché si tratta di costi per lo più fissi, e di entità relativamente modesta, il corrispettivo è riferito alla potenza impegnata per ora e non è articolato nelle fasce orarie.

In termini di prima approssimazione il prelievo di energia elettrica da luogo a costi maggiori per la regolazione della tensione quanto più basso è il fattore di potenza. Il corrispettivo per la regolazione della tensione è calcolato con riferimento ad una situazione di normalità in cui il fattore di potenza alla riconsegna sia 0,9. Nel caso in cui il fattore di potenza al punto di riconsegna sia inferiore a 0,9 il segnale circa i maggiori costi causati viene inviato all'utente del servizio di vettoriamento nella forma di un aumento delle perdite di trasporto ad esso attribuite.

3.6.3 Dispacciamento

La componente del corrispettivo per l'uso del sistema relativa al dispacciamento copre i costi dell'attività diretta ad impartire disposizioni per l'utilizzazione e l'esercizio coordinati degli impianti di produzione, della rete di trasmissione e dei servizi ausiliari.

Trattandosi di un costo comune e di entità relativamente modesta, e in assenza delle informazioni circa le elasticità della domanda necessarie a selezionare la base imponibile che minimizza le distorsioni determinate dalla sua copertura, si è scelto di utilizzare un corrispettivo proporzionale alla potenza impegnata (quindi espressa in lire/kW impegnato/ ora).

3.6.4 Misura

La componente del corrispettivo per l'uso del sistema relativa ai sistemi di misura copre i costi dei misuratori impiegati per l'accertamento delle grandezze rilevanti ai fini del calcolo dei corrispettivi di vettoriamento. Essa prende la forma di un corrispettivo annuale fissato in funzione della tensione di riconsegna per la misurazione al punto di riconsegna. Gli oneri relativi alla predisposizione delle apparecchiature di misura nel punto di consegna, che deve avvenire secondo le specifiche tecniche indicate dal gestore della rete ed approvate dall'Autorità, sono a carico del fruitore del servizio di vettoriamento.

3.6.5 Garanzia di riserva di potenza

La componente del corrispettivo per l'uso del sistema relativa alla garanzia di riserva di potenza copre i costi di impianto che il gestore della rete di trasmissione sostiene per assicurare la disponibilità di capacità di generazione tale da consentire il prelievo di potenza da parte del fruitore del servizio di vettoriamento al punto di riconsegna anche qualora la corrispondente e contestuale consegna di potenza venga meno. Si tratta di potenza attivata dopo l'intervallo di tempo iniziale di alcuni minuti durante il quale la capacità venuta meno viene surrogata dal contributo automatico alla regolazione della frequenza da parte dei generatori che forniscono tale servizio.

Lo scambio comporta un costo per il sistema di natura analoga a quello della riserva⁸, nel senso che potenza di generazione deve essere disponibile per consentire il prelievo al punto di riconsegna quando la consegna non avviene contestualmente. La possibilità di scambiare energia elettrica, cioè di compensare differenze di segno opposto, in alcuni intervalli di tempo (dello stesso anno), tra prelievi ed immissioni di energia elettrica rende impossibile caratterizzare tali differenze se positive, nel momento in cui avvengono, come "utilizzo del servizio di riserva" piuttosto che come "utilizzo dello scambio."

La garanzia di riserva di potenza presenta per il fruitore del servizio di vettoriamento conseguenze analoghe a quelle di un contratto di assicurazione: il fruitore del servizio di vettoriamento che acquista il servizio di garanzia di riserva di potenza acquista il diritto a pagare, in fase di riconciliazione, eventuali differenze positive tra l'energia prelevata e quella immessa al

⁸ Tale onere è trasferito agli utenti del servizio di scambio attraverso i coefficienti di scambio.

corrispettivo di $3 \cdot Ct$, mentre il corrispettivo applicato in assenza di garanzia di riserva di potenza è pari a $9 \cdot Ct$ ⁹.

La possibilità per gli utenti del servizio di vettoriamento e per gli autoproduttori di acquistare ad una tariffa regolata la garanzia di riserva di potenza sostituisce i cosiddetti “contratti di soccorso,” e le forniture di integrazione che prima della deliberazione dell’Autorità non erano soggette a regolamentazione.

3.7 Pedaggi in energia a copertura delle perdite

All’energia consegnata per il vettoriamento e scambio sono sottratti pedaggi a copertura delle perdite, per la cui determinazione si fa riferimento alle componenti del PCV.

I pedaggi a copertura delle perdite sono proporzionali all’energia vettoriata. In tale previsione è implicita una semplificazione, in quanto in realtà le perdite aumentano in proporzione al quadrato dell’energia vettoriata; l’aderenza del pedaggio alle perdite effettive richiederebbe di applicare all’energia elettrica vettoriata coefficienti di perdita che aumentano all’aumentare del carico complessivo sui corrispondenti segmenti di rete. Il limite principale di tale meccanismo risiede nella mancanza di prevedibilità dei pedaggi per il fruitore del servizio di vettoriamento, che conoscerebbe le perdite di cui è responsabile solo ex-post, dipendendo queste dall’utilizzo della rete da parte di altri soggetti. Inoltre una tale attribuzione ai fruitori del servizio di vettoriamento delle responsabilità in fatto di perdite non sarebbe coerente con il riferimento ad un percorso convenzionale dell’energia, in generale diverso da quello in cui le perdite si verificano.

Le modalità di calcolo dei pedaggi sono coerenti con le diverse assunzioni circa la topologia delle reti in alta-altissima tensione e in media e bassa tensione.

3.7.1 Perdite sul segmento del PCV in alta-altissima tensione

Per il segmento del PCV in alta-altissima tensione all’energia elettrica consegnata viene sottratta una frazione che varia a seconda della regione in cui si trova il punto di consegna.

Idealmente i coefficienti di perdita alla consegna dovrebbero trasmettere al fruitore del servizio di vettoriamento un segnale delle maggiori perdite cui la sua consegna da luogo nel sistema di trasmissione. Tale grandezza tuttavia varia sia tra diversi nodi all’interno della stessa regione sia nel tempo, per cui esigenze di semplificazione del meccanismo e prevedibilità dei pedaggi hanno condotto alle seguenti previsioni:

- i coefficienti sono fissati dall’Autorità per un periodo di almeno tre anni;
- uno stesso coefficiente di perdita si applica a tutti i nodi situati nella stessa regione;
- lo stesso coefficiente si applica in tutte le ore dell’anno;
- i coefficienti vigenti al momento della stipulazione di un contratto di vettoriamento si applicano per tutta la sua durata, anche qualora nel frattempo intervenga un aggiornamento.

L’allontanamento del criterio dell’aderenza dei pedaggi alle perdite, che il riferimento unificato alle reti di alta e di altissima tensione comporta, è mitigato dalla previsione che qualora la distanza della componente in alta-altissima tensione del PCV sia inferiore a 40 chilometri, i pedaggi sono ridotti in proporzione alla minore distanza.

Seppure con le imperfezioni dovute all’utilizzo di medie tra le situazioni di diversi punti della rete e di periodi diversi, i coefficienti di perdita dovrebbero contribuire a rendere conveniente la localizzazione di nuovi impianti di generazione in aree geografiche caratterizzate da eccesso di domanda, riducendo nel tempo i trasferimenti di energia tra zone in surplus e zone in deficit

⁹ Ct è il costo unitario variabile riconosciuto dell’energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici di cui all’articolo 6, comma 6.5, della deliberazione dell’Autorità 26 giugno 1997, n. 70/97, come successivamente modificata e integrata.

energetico, costosi in termini sia di perdite sia di dimensionamento delle infrastrutture di trasmissione.

I coefficienti di perdita nel punto di riconsegna dell'energia elettrica dal sistema di alta-altissima tensione dovrebbero essere determinati secondo una logica analoga a quella dei coefficienti di perdita nei punti di consegna; tuttavia:

- è plausibile che le scelte di localizzazione dei consumatori di energia elettrica siano meno sensibili ai segnali forniti dai coefficienti di perdita di quelle dei generatori;
- anche nel caso delle perdite vi è una esigenza di coerenza della disciplina del vettoriamento con il trattamento implicitamente riservato agli utenti serviti con contratti di fornitura, analoga a quella che sussiste per i corrispettivi di potenza.

Per questi motivi la copertura delle perdite medie ai punti di riconsegna è stata ottenuta incrementando i coefficienti di perdita relativi ai punti di consegna. L'incremento è stato effettuato in modo da mantenere inalterate le proporzioni tra i coefficienti di perdita alla consegna precedentemente determinati.

3.7.2 Perdite sul segmento del PCV in media e bassa tensione

Coerentemente con quanto assunto in materia di corrispettivi di potenza, le perdite su linee in media e bassa tensione sono determinate in modo proporzionale alla lunghezza delle corrispondenti distanze.

I pedaggi per la copertura delle perdite di trasporto sulle reti di media e bassa tensione sono pari a quelli registrati a consuntivo dall'Enel nel 1997. Poiché i flussi di potenza sulla reti nazionali vanno prevalentemente da livelli di tensione maggiori a livelli di tensione inferiori, in generale la consegna di potenza in media o bassa tensione, nell'ambito del vettoriamento, avverrà in "controflusso" e quindi avrà l'effetto di attenuare le perdite riducendo la potenza che deve essere trasferita dai livelli di tensione superiori. Per questa ragione alla porzione a tensione crescente del PCV non sono attribuite perdite.

3.7.3 Maggiorazione delle perdite in funzione del fattore di potenza

Il fattore di potenza ($\cos \phi$) dipende dal rapporto tra energia attiva ed energia reattiva prelevate dalla rete. I limiti al fattore di potenza sono fissati, nell'ambito delle norme tecniche, nell'art. 5 del provvedimento. Per quanto concerne la riconsegna dell'energia elettrica vettoriata un fattore di potenza di 0,9 è accettato come normale nel sistema elettrico interconnesso europeo. La riconsegna di energia elettrica con un fattore di potenza inferiore a tale livello causa maggiori perdite di trasporto dell'energia e contestualmente una maggior caduta della tensione.

Nella nuova regolamentazione del vettoriamento il costo della deviazione del fattore di potenza dal livello normale viene trasferito sul fruitore del servizio di vettoriamento nella forma di un aumento del pedaggio a copertura delle perdite, con le seguenti approssimazioni:

- l'aumento è riferito esclusivamente al tratto del PCV che termina nel punto di riconsegna;
- l'aumento è applicato nella forma di una quota costante dell'energia prelevata.

L'aumento è espresso in termini di percentuale di perdite aggiuntive per centesimo di scostamento del fattore di potenza medio mensile da 0,9, nel caso la riconsegna avvenga in alta o altissima tensione e in termini di percentuale di perdite aggiuntive per km per centesimo di scostamento del fattore di potenza medio mensile da 0,9, qualora la riconsegna avvenga in media o bassa tensione. I valori delle maggiori perdite corrispondenti allo scostamento del fattore di potenza da 0,9 sono stati determinati con riferimento a linee ideali con caratteristiche analoghe a quelle reali.

In particolare, nel caso di riconsegna in alta o altissima tensione, è stato considerata una linea a 220 kV di lunghezza pari a 130 km, con resistenza $R=0,028$ ohm/km, reattanza $X=0,4$ ohm/km e capacità 8,6 nF/km. Nel caso di riconsegna in media tensione una linea a 20 kV, in configurazione aerea con sezione 150 mm², con resistenza $R=0,226$ ohm/km, reattanza $X=0,35$ ohm/km e capacità

10 nF/km. Nel caso di bassa tensione si è fatto riferimento ad una linea a 380 V, in cavo con tre conduttori da 150 mm² con resistenza R=0,206 ohm/km. In ciascun caso è stato ipotizzato un caricamento pari a quello che, con fattore di potenza 0,9, fornisce perdite medie uguali a quelle che sono state registrate nel 1997 dall'Enel per lo stesso livello di tensione. Il coefficiente di maggior perdita, in funzione delle deviazioni del fattore di potenza da 0,9 e fino a 0,7, è stato quindi posto pari ad un ventesimo della differenza percentuale tra le perdite lungo la linea ideale in caso di fattore di potenza 0,9 e di fattore di potenza 0,7.

3.7.4 Esempi di determinazione delle perdite

Esempio a

Si consideri un vettoriamento con consegna in alta tensione in Lombardia, riconsegna in bassa tensione e distanza tra punto di consegna e punto di riconsegna pari a km 50. Si assuma inoltre che il prelievo avvenga con fattore di potenza pari a 0,85.

Il PCV è composto da un tratto in alta-altissima tensione di lunghezza km 29,5, un tratto in media tensione di lunghezza pari a km 20 e un tratto in bassa tensione di lunghezza pari a m 500.

Per ciascun kWh consegnato il pedaggio in energia a copertura delle perdite è pari a 1-c+s, con:

$$c=[1-(29,5/40)*(1-0,98)]*[0,99]*[0,99873^{20}]*[0,981]*[1-0,5*(1-0,9254)]$$

$$s=[0,5*5*0,00225].$$

Esempio b

Si consideri un vettoriamento con consegna e riconsegna in media tensione, distanza tra punto di consegna e punto di riconsegna di km 15,4 e fattore di potenza al prelievo di 0,80.

Il PCV è composto da un solo tratto in media tensione di km 15,4 e il pedaggio in energia per kWh è pari a 1-c+s con:

$$c=[0,99873^{15}*(1-0,4*(1-0,99873))]$$

$$s=[15,4*10*0,00003].$$

3.8 Aggiornamento dei corrispettivi e dei pedaggi

3.8.1 Aggiornamento dei corrispettivi di potenza e dei corrispettivi per l'uso del sistema

L'aggiornamento dei corrispettivi di potenza e dei corrispettivi per l'uso del sistema avviene secondo il metodo del *price-cap*. All'inizio di ogni anno tali corrispettivi subiscono una variazione percentuale pari alla differenza tra il tasso di inflazione registrato nell'anno precedente ed un coefficiente fissato dall'Autorità con separato provvedimento per un periodo almeno triennale. Tale coefficiente trasferisce automaticamente agli utenti del servizio di vettoriamento, nella forma di una riduzione dei prezzi medi in misura prefissata, gli incrementi di produttività nella gestione della rete. Riduzioni dei costi, al netto dell'inflazione, in termini percentuali superiori a tale coefficiente non danno luogo nel periodo almeno triennale ad ulteriori riduzioni dei corrispettivi di vettoriamento e quindi si traducono, per i gestori delle reti, in maggiori profitti. Simmetricamente riduzioni dei costi, al netto dell'inflazione, in termini percentuali inferiori al coefficiente si traducono in perdite per i gestore delle reti.

Nell'aggiornamento dei corrispettivi si tiene conto anche di:

- recuperi di qualità del servizio rispetto a standard prefissati per un periodo almeno triennale;
- costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo o dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale;
- costi derivanti dall'adozione di interventi volti al controllo e alla gestione della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse.

3.8.2 Aggiornamento dei pedaggi a copertura delle perdite

I pedaggi a copertura delle perdite sono aggiornati a cadenza almeno triennale dall'Autorità. Poiché è possibile che i coefficienti di perdita relativi al tratto in alta ed altissima tensione esercitino una influenza sulle scelte di localizzazione degli impianti di generazione, le cui implicazioni economiche si realizzano in periodi dell'ordine dei decenni, gli aggiornamenti di tali pedaggi non si applicano ai contratti di vettoriamento in corso al momento dell'aggiornamento.

Tale previsione è finalizzata a:

- a) rendere certo per l'utente del servizio di vettoriamento il valore del pedaggio che sarà applicato per tutta la durata del contratto;
- b) potenziare l'incentivo per i generatori a collocarsi in aree del territorio caratterizzate da deficit di capacità produttiva rispetto alla domanda, in quanto un pedaggio a copertura delle perdite prossimo a uno che segnala la situazione deficitaria di un'area, viene applicato al generatore che vi si insedi anche se nell'intervallo di validità del contratto di vettoriamento tale situazione deficitaria viene meno.

3.9 Riconciliazione dell'energia elettrica consegnata e riconsegnata e scambio

Il vettoriamento si caratterizza per la simultaneità dell'immissione in rete e prelievo dalla rete dell'energia elettrica vettoriata. La simultaneità tra consegna e riconsegna di energia elettrica nell'esecuzione di un contratto di vettoriamento viene accertata nella cosiddetta fase di "riconciliazione". Nella disciplina introdotta dalla deliberazione dell'Autorità la simultaneità tra consegna e riconsegna viene determinata su base oraria: per il calcolo della differenza rilevante ai fini della riconciliazione si utilizzano, per ciascuna ora fissa, l'energia elettrica consegnata, al netto dei pedaggi a copertura delle perdite, e quella riconsegnata. Sono quindi implicitamente considerati come simultanei le immissioni e i prelievi di energia elettrica che avvengono nella medesima ora fissa.

Si realizza uno scambio di energia elettrica in presenza di eccessi di consegna, al netto dei pedaggi, rispetto alla riconsegna in alcune ore fisse ed eccessi di riconsegna rispetto alla consegna in altre ore fisse. Nel caso di vettoriamenti da più punti di consegna sono rilevanti le differenze, in ciascuna ora, tra il complesso dell'energia elettrica immessa in tutti i punti di consegna e il complesso dell'energia elettrica prelevata in tutti i punti di riconsegna. In fase di riconciliazione gli eccessi di consegna, a partire da quelli che si verificano nelle ore di maggior carico del sistema (fascia oraria F1), sono compensati, al netto dei pedaggi, dagli eccessi di riconsegna, al netto dei pedaggi. All'energia immessa in eccesso si applicano coefficienti di scambio che riflettono il costo di generazione dell'energia elettrica nelle diverse fasce orarie. I coefficienti di scambio sono diversi a seconda della tipologia di impianto che immette nella rete energia elettrica per il vettoriamento. Condizioni più favorevoli sono accordate agli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili e, anche se in misura inferiore, agli altri impianti alimentati da fonti rinnovabili e da quelli alimentati da fonti assimilate a quelle rinnovabili¹⁰.

Le compensazioni a titolo di scambio avvengono su base annuale. Qualora, dopo la compensazione a titolo di scambio permanga una differenza tra energia elettrica consegnata, al netto dei pedaggi a copertura delle perdite, ed energia elettrica riconsegnata, si applica a tale differenza:

- a) se positiva, il trattamento previsto in ore piene per le eccedenze di energia elettrica dalla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 28 ottobre 1997, n. 108/97, quantificando la suddetta differenza con riferimento alla fascia oraria F1;

¹⁰ Definiti dall'art. 1, comma 3, della legge 9 gennaio 1991, n. 10 purché, nel caso di impianti alimentati da fonti assimilate alle rinnovabili, sia soddisfatta la condizione tecnica per l'assimilabilità prevista dal titolo I del provvedimento CIP n. 6/1992.

- b) se negativa, un corrispettivo pari a nove volte il costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici, di cui all'articolo 6, comma 6.5 della deliberazione dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70/97, come successivamente modificata ed integrata, quantificando la suddetta differenza con riferimento alla fascia oraria F4. Si applica un corrispettivo pari a tre volte il costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici qualora sia stato richiesto il servizio di garanzia di riserva di potenza.

A titolo di esempio, si consideri ad esempio il caso di un vettoriamento in cui l'impianto che consegna l'energia elettrica vettoriata sia alimentato da fonte convenzionale, per il quale sia stato acquistato il servizio di riserva di potenza e in cui, dopo l'applicazione del pedaggio per le perdite e dopo la compensazione a titolo di scambio con differenze di segno opposto registrate in altre ore fisse della stessa fascia (che avviene applicando il coefficiente di scambio 0,60), residuino le seguenti eccedenze di consegna rispetto alla riconsegna: +30 MWh in F1, +12 MWh in F2, -20 MWh in F3 e -40 MWh in F4. La compensazione riguarda in primo luogo il surplus di 30 MWh in F1, che viene utilizzato per compensare i 20 MWh di deficit in F3; residuino $30-20/0,79=4,7$ MWh, che si compensano con $4,7*1,07=5,0$ MWh di deficit in F4. Al termine della compensazione del surplus in F1 restano quindi da compensare le seguenti differenze: 0 in F1, +12 MWh in F2, 0 in F3, -35 MWh in F4. Dopo la compensazione del surplus in F2 residuano $-(35-12*1,00)=-23$ MWh non compensati in F4, per i quali è dovuto al gestore della rete un corrispettivo pari a tre volte il costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici, di cui all'articolo 6, comma 6.5 della deliberazione dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70/97 come successivamente modificata ed integrata.

Si consideri, come secondo esempio, un vettoriamento con le stesse caratteristiche di quello precedente ma in cui, dopo la compensazione a titolo di scambio tra differenze di segno opposto registrate in ore fisse della stessa fascia, residuino le seguenti eccedenze di consegna rispetto alla riconsegna: +30 MWh in F1, +12 MWh in F2, -20 MWh in F3 e -8 MWh in F4. La compensazione riguarda in primo luogo il surplus di 30 MWh in F1, che viene utilizzato per compensare i 20 MWh di deficit in F3; residuano $30-20/0,79=4,7$ MWh, che si compensano con $4,7*1,07=5,0$ MWh di deficit in F4. Al termine della compensazione del surplus in F1 restano quindi da compensare le seguenti differenze: 0 in F1, +12 MWh in F2, 0 in F3, -3 MWh in F4. Dopo la compensazione del surplus in F2 residuano $+(12-3/1,00)=+9$ MWh non compensati in F2; il cui equivalente in F1, pari a $+9*0,92$, riceve un corrispettivo pari a quello previsto in ore piene per le eccedenze di energia elettrica dalla deliberazione dell'Autorità 28 ottobre 1997, n. 108/97, e successive modifiche ed integrazioni.¹¹

Da un punto di vista generale va enfatizzato il limite generale che rende la disciplina dello scambio introdotta dalla deliberazione dell'Autorità un sostituto altamente imperfetto di un meccanismo di determinazione del valore dell'energia elettrica basato sul mercato. Nella disciplina della riconciliazione viene di fatto operata una valorizzazione dell'energia consegnata e riconsegnata in momenti diversi. Tale valorizzazione:

- è "relativa" per l'energia oggetto di compensazione, per la quale il provvedimento stabilisce i rapporti di scambio tra kWh immessi in ciascuna ora e kWh prelevati in ciascuna altra ora;
- è assoluta per l'energia elettrica residua dopo la compensazione, per la quale il provvedimento stabilisce un prezzo di "cessione" degli eccessi di consegna e uno di "integrazione" dei deficit di consegna.

Entrambe le valutazioni, nella disciplina della deliberazione dell'Autorità, sono imposte amministrativamente, ove invece in un meccanismo di mercato sarebbero determinate, istante per istante, dalla interazione tra domanda e offerta. Ad esempio il rapporto di scambio di una consegna avvenuta al momento t1, rispetto ad una riconsegna della stessa quantità nel momento t2, sarebbe

¹¹ Si noti che la quantificazione dei saldi risultanti dalle compensazioni tra le fasce avviene utilizzando i coefficienti della tabella 11 della deliberazione n. 13/99, indipendentemente dalla tipologia di impianto che consegna l'energia elettrica per il vettoriamento.

pari al rapporto $P1/P2$, dove $P1$ e $P2$ sono i prezzi di mercato che si determinano rispettivamente al momento $t1$ e $t2$.

Per questa ragione la disciplina introdotta con la deliberazione dell'Autorità deve essere considerata come transitoria, in vista dell'organizzazione di un vero e proprio mercato dell'energia elettrica all'ingrosso.

3.10 Vettoriamento internazionale

La deliberazione dell'Autorità disciplina temporaneamente i vettoriamenti internazionali, in attesa che la materia sia disciplinata a livello comunitario.

Nel caso di vettoriamenti internazionali per i quali il punto di consegna o il punto di riconsegna sia localizzato sul territorio nazionale, il percorso convenzionale rilevante per la determinazione dei corrispettivi di potenza e dei pedaggi in energia è determinato in base alla distanza, misurata in linea d'aria, tra, rispettivamente, il punto di consegna o il punto di riconsegna ed il più vicino punto del rilevante confine dello Stato italiano, oltre che, come nel caso generale, alle tensioni di consegna o riconsegna. I corrispettivi e le perdite sono determinati come nel caso di vettoriamento nazionale, con l'eccezione del corrispettivo di potenza relativo al segmento in alta-altissima tensione del PCV¹² che è ridotto del 50% rispetto a quello applicato nel vettoriamento nazionale.

Nel caso di vettoriamenti internazionali che interessino reti nazionali, per i quali né il punto di consegna né il punto di riconsegna sia localizzato sul territorio nazionale non si applicano corrispettivi di potenza e per l'uso del sistema. Si applica esclusivamente il pedaggio in energia a copertura delle perdite, riferito ad una distanza pari alla minima distanza in linea d'aria tra i rilevanti confini dello Stato italiano.

La riduzione del 50% del corrispettivo di potenza nel caso di vettoriamento internazionale con consegna o riconsegna in Italia e la sua non applicazione nel caso di solo "transito" sulle reti italiane sono finalizzati a rendere coerente, seppure con i limiti di una soluzione non coordinata su scala internazionale, il trattamento economico applicato in Italia ad un vettoriamento internazionale con quello applicato alla stessa transazione negli altri paesi coinvolti¹³.

3.11 Maggiorazioni

Una distorsione analoga a quella che si determinerebbe qualora i corrispettivi e i pedaggi di vettoriamento fossero inferiori a quelli implicitamente gravanti sugli utenti finali forniti a tariffe regolate si originerebbe qualora solo questi ultimi fossero chiamati a sostenere il costo dei cosiddetti oneri di sistema, attualmente coperti attraverso componenti inglobate nella parte A della tariffa e relativi:

- alla reintegrazione degli oneri derivanti dalla sospensione e interruzione dei lavori per la realizzazione di centrali nucleari;
- alla copertura dei contributi riconosciuti alle imprese fornitrici-acquirenti a fronte di acquisti di energia elettrica prodotta da operatori terzi e dei contributi riconosciuti alle imprese produttrici-fornitrici sull'energia elettrica prodotta dai loro impianti che utilizzano fonti rinnovabili o assimilate.

Nella prospettiva dell'apertura del mercato l'esentare le forniture realizzate attraverso contratti di vettoriamento e scambio dalla contribuzione a tali oneri, come avveniva nella disciplina in vigore prima della deliberazione dell'Autorità, determinerebbe distorsioni potenzialmente rilevanti, in quanto il ricorso al mercato libero da parte di un numero crescente di clienti idonei potrebbe essere

¹² Le interconnessioni della rete nazionale con le reti estere si assumono tutte in alta-altissima tensione.

¹³ Questa soluzione è per altro in linea con la soluzione recentemente proposta dai regolatori italiano, spagnolo e portoghese e da un comitato composto di membri dell'UCPTE.

motivato non da un minor costo della fornitura bensì dall'esenzione del pagamento delle componenti tariffarie applicate invece alle forniture "a tariffa". Inoltre nel medio periodo l'assottigliamento del segmento dei clienti vincolati renderebbe problematica la copertura degli oneri di sistema attraverso i sovrapprezzi gravanti solo su tali clienti. La concentrazione degli oneri di sistema sui clienti che non hanno accesso al mercato libero è stata inoltre ritenuta non desiderabile dal punto di vista equitativo.

Per questo motivo nella disciplina introdotta dalla deliberazione dell'Autorità sono previste maggiorazioni ai corrispettivi di vettoriamento di livello pari a quelle applicate agli utenti finali con caratteristiche di riconsegna analoghe a quelle del cliente fruitore del servizio di vettoriamento, così che la partecipazione alla copertura degli oneri di sistema sia neutrale rispetto alla scelta di ricorrere alla fornitura a tariffe regolate o attraverso vettoriamento.

Le aliquote applicabili sono uguali a quelle delle componenti A2 e A3 della parte A delle tariffe di fornitura agli utenti finali, che entrano in vigore a partire dal 1 marzo 1999, come anticipato nella deliberazione dell'Autorità 22 dicembre 1998 n.161/98. La nuova struttura riferisce le maggiorazioni corrispondenti alle componenti A2 e A3 della parte A della tariffa alla potenza impegnata e all'energia prelevata, ove in precedenza il riferimento era esclusivamente all'energia prelevata. Il trasferimento di parte dell'onere relativo alle componenti A2 e A3 dall'energia alla potenza impegnata è desiderabile in termini di efficienza allocativa se, come è plausibile, la nuova base imponibile non è più elastica di quella su cui precedentemente gravava l'intero onere. I livelli delle maggiorazioni e delle componenti A2 e A3 sono stati determinati in modo da mantenere invariato il gettito complessivo rispetto a quello ottenibile con le aliquote precedentemente in vigore, con riferimento alle previsioni di domanda di energia elettrica per categorie di utenti per il 1998 fornite dall'Enel. I livelli delle aliquote riferite alla potenza impegnata e all'energia prelevata sono stati determinati in base alle ore di utilizzazione medie delle categorie di utenti alle quali si applica la nuova struttura binomia.¹⁴ Per ciascuna componente è stato allocato il 75% dell'onere sulla potenza e il 25% sull'energia, una proporzione analoga a quella che attualmente sussiste tra la componente fissa e la componente variabile dei costi di fornitura del servizio elettrico.

Le maggiorazioni saranno incassate dal gestore della rete di trasmissione, che funge da agente esattore, e versati alla Cassa conguaglio per il settore elettrico. Nel caso in cui l'energia vettoriata non transiti sulla rete di trasmissione, bensì sulla rete di distribuzione, i sovrapprezzi saranno incassati dal gestore di quest'ultima rete e quindi versati alla stessa Cassa conguaglio.

Pertanto, la decorrenza dell'applicazione delle maggiorazioni ai corrispettivi di vettoriamento è rinviata a successiva deliberazione dell'Autorità, da assumersi in relazione ai decreti legislativi previsti dall'art. 36 della legge 24 aprile 1998, n. 128.

3.12 Schema di contratto tipo e contratti in deroga

La deliberazione proposta prevede che l'Autorità approvi, entro sessanta giorni dalla sua entrata in vigore, uno schema di contratto-tipo per la prestazione del servizio di vettoriamento. Lo schema di contratto tipo recepirà, specificandole al livello di dettaglio più appropriato, le disposizioni contenute nella deliberazione proposta. Sarà comunque possibile, per motivate esigenze e previa autorizzazione da parte dell'Autorità, stipulare contratti in deroga rispetto alle condizioni previste

¹⁴ Sono escluse dall'applicazione dei nuovi corrispettivi le forniture in bassa tensione per usi domestici, in alta tensione per la produzione di alluminio primario, alle Ferrovie dello Stato, per i quantitativi di energia per trazione in eccesso dei limiti previsti dall'art. 4 comma 2 del D.P.R. 22 maggio 1963, n.730, nonché le forniture di cui al comma 2.4 della deliberazione 26 giugno 1997 n. 70.

dagli articoli da 5 a 12 e dall'articolo 15 della deliberazione proposta, o anche difformi dallo schema di contratto-tipo.

L'Autorità, qualora il contratto in deroga o difforme dallo schema di contratto-tipo contrasti con l'esigenza di garantire libertà di accesso alla rete e suo uso a parità di condizioni, la massima imparzialità e la neutralità del servizio, può rifiutarne l'approvazione, ovvero subordinarla a modifiche delle clausole contrattuali. Se l'Autorità non si pronuncia entro trenta giorni dalla domanda di autorizzazione, l'autorizzazione si intende tacitamente accordata.

APPENDICE A: CRITERI UTILIZZATI PER LA DETERMINAZIONE DELLA STRUTTURA E DEL LIVELLO DEI CORRISPETTIVI, DEI PEDAGGI A COPERTURA DELLE PERDITE PER IL VETTORIAMENTO E DEI COEFFICIENTI DI SCAMBIO

A.1 Corrispettivi di potenza per il segmento in alta-altissima tensione del PCV

I corrispettivi di potenza per il segmento di alta-altissima tensione del PCV sono riferiti alla potenza impegnata e differenziati per fascia oraria. L'articolazione nelle fasce orarie è stata determinata facendo riferimento alla nozione teorica di *peak-load pricing*. Da tale nozione possono essere derivati immediatamente correlati empirici nel caso in cui la domanda sia variabile nel tempo ma in modo perfettamente prevedibile. In questo caso i prezzi efficienti sono quelli che consentono il recupero di tutti i costi fissi dell'infrastruttura condivisa nei periodi in cui essa è utilizzata pienamente; coerentemente con tale principio il prezzo efficiente da applicare nelle fasce orarie in cui il sistema di trasmissione è utilizzato ad un livello inferiore rispetto alla piena capacità rifletterebbe i soli costi variabili e sarebbe pertanto, nel caso in esame, pressoché nullo.

Tale soluzione non è teoricamente ottimale né praticamente attuabile nel caso del vettoriamento. Dal punto di vista teorico, essendo la domanda variabile in maniera non completamente prevedibile le reti sono dimensionate per garantire l'integrità del sistema, in modo che in condizioni normali il pieno utilizzo della capacità di fatto non si verifichi in alcun istante di tempo.

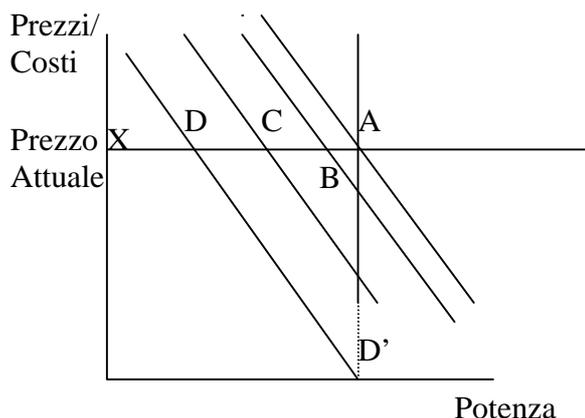
Dal punto di vista pratico, avendo le punte di domanda una durata limitata, i prezzi da applicare nelle ore di punta per la copertura di tutti i costi, secondo il principio del *peak-load pricing*, risulterebbero elevati e fornirebbero forti incentivi a spostare l'utilizzo delle reti per il vettoriamento nelle ore definite come non di punta ai fini tariffari. Come risultato le punte di carico effettive si sposterebbero nelle fasce orarie che a fini tariffari sono definite come non di punta, rendendo impossibile la copertura dei costi delle reti e dando luogo ad inefficienza nell'utilizzo delle stesse. Una soluzione potrebbe consistere nella definizione ex-post di quali ore siano di punta e quali non di punta; il fruitore del servizio di vettoriamento verrebbe a conoscere solo alla fine, ed esempio, di ogni anno, quanto del suo vettoriamento è avvenuto in ore di punta e quanto nelle ore non di punta. A rendere impraticabile tale soluzione è l'incertezza in merito ai corrispettivi che essa implica per i fruitori del servizio di vettoriamento.

Nella determinazione dei corrispettivi di potenza fissati dalla deliberazione dell'Autorità si è:

- i) fatto riferimento ai prezzi che si determinerebbero secondo il criterio del *peak-load pricing* nel caso di domanda perfettamente prevedibile;
- ii) assunto come riferimento ai fini della determinazione dei corrispettivi di potenza un livello di capacità produttiva pari al picco della domanda nell'anno 1997 e si è assunto che tale livello sia quello ottimale;
- iii) assunto che la domanda di vettoriamento sia (localmente) lineare con stessa pendenza in tutte le fasce orarie e che al presente i consumatori ricevano un segnale di costo dei servizi di trasmissione e distribuzione uniforme nelle fasce orarie;
- iv) fatto riferimento alle fasce orarie attualmente vigenti per le forniture multiorarie agli utenti finali.

Queste semplificazioni sono illustrate nella Figura A.1

Figura A.1



Le informazioni utilizzate individuano i punti A, B, C, D, che corrispondono al livello massimo della domanda in ciascuna delle quattro fasce orarie. Il riferimento al livello massimo di carico in ogni fascia è coerente con l'utilizzo di fasce che coprono un numero elevato di ore. Per l'applicazione del criterio di "peak-load pricing" con domanda nota è necessario stabilire il livello di capacità produttiva disponibile; con l'assunzione 2 tale livello è stato fissato pari alla potenza corrispondente al punto A. Le funzioni di domanda nelle fasce, di ciascuna delle quali era noto solo un punto, sono state stimate in ipotesi di linearità e di identità delle pendenze; è stato inoltre assunto che la domanda che si osserverebbe nelle ore di più basso carico, qualora in tali ore fosse applicato un corrispettivo di vettoriamento pari a zero, fosse pari alla domanda che si osserva, ai prezzi attualmente in vigore, nella fascia di punta.

Quest'ultima ipotesi determina un secondo punto della curva di domanda nella fascia di minor carico, indicato con D' nella Figura A.1, che, insieme alle altre assunzioni, determina completamente il sistema di domanda. I pesi che ripartiscono nelle diverse fasce i costi di ammortamento e la remunerazione del capitale investito sono pari a 0, per la fascia F4 e ai rapporti AX/AX , BX/AX , e CX/AX ¹⁵ nella Figura A.1, - dopo un loro aggiustamento per tenere conto della diversa lunghezza delle fasce, - rispettivamente per le fasce F1, F2, e F3. Gli altri costi sono stati ripartiti uniformemente tra le fasce.

L'ampiezza delle fasce dovrebbe evitare rilevanti spostamenti del picco del carico come risposta all'articolazione dei corrispettivi, fermi restando gli incentivi all'appiattimento della curva di carico forniti da tale articolazione.

I corrispettivi di potenza sono stati determinati in modo da assicurare la neutralità per il proprietario delle reti, ai fini della copertura dei costi di potenza di trasmissione e distribuzione, del prestare il servizio di vettoriamento o la fornitura del servizio elettrico. Ottenere tale neutralità richiede la conoscenza del rapporto tra potenza impegnata e potenza effettivamente vettoriata, in quanto il fornitore integrato che perda un utente finale, diventandone il prestatore del servizio di vettoriamento, subisce un mancato ricavo pari al prodotto tra la tariffa applicata a quel soggetto come utente finale - per la componente relativa al costo di trasmissione e distribuzione - e la potenza impegnata per la fornitura da quell'utente; mentre realizza un ricavo per la prestazione del servizio di vettoriamento pari al prodotto tra il corrispettivo di potenza e la potenza impegnata per il vettoriamento. La previsione che sia possibile differenziare l'impegno di potenza di vettoriamento ora per ora e che la riconciliazione tra energia consegnata e riconsegnata avvenga su base oraria suggeriscono che le due grandezze, potenza impegnata per il vettoriamento e potenza effettivamente vettoriata, saranno molto vicine; per questo si è assunto, ai fini della determinazione dei

¹⁵ Ciascuna coppia di lettere indica la lunghezza del segmento compreso tra i due punti cui le lettere si riferiscono.

corrispettivi, un rapporto tra potenza impegnata e effettivamente vettoriata di 1.1: si assume cioè che un kW per ora di fornitura ad un utente finale perso dal fornitore integrato corrisponda a 1.1 kW per ora di capacità di vettoriamento da questo prestatati al fornitore sostitutivo.

Tutti i corrispettivi di potenza sono stati corretti per sterilizzare l'effetto, in termini di minore gettito per i fornitori del servizio di vettoriamento, delle agevolazioni concesse agli impianti alimentati da fonti rinnovabili, cui si applicano corrispettivi di potenza ridotti del 30%, e agli impianti alimentati da fonti assimilate alle rinnovabili, cui si applicano corrispettivi di potenza ridotti del 10%. A questo fine è stato ipotizzato che il 2% dell'energia elettrica vettoriata sia prodotta da fonti rinnovabili non programmabili e il 10% da fonti rinnovabili programmabili; le quote ipotizzate corrispondono alle quote della produzione di energia elettrica nazionale relative a tali fonti nel 1997. Sono stati sterilizzati anche gli effetti in termini di minore gettito della riduzione del corrispettivo di potenza relativo al segmento in AT-AAT del PCV per le lunghezze inferiori a 40 km, ipotizzando che tale riduzione riguardi il 5% della energia vettoriata.

A.2 Corrispettivi di potenza per i segmenti in media e bassa tensione e per le trasformazioni del PCV.

I corrispettivi di potenza per i segmenti in media e bassa tensione e per le trasformazioni del PCV, per le ragioni illustrate nel testo della relazione, sono riferiti alla potenza impegnata e, per i segmenti di rete, alla lunghezza dei tratti del PCV.

Per ottenere la neutralità, ai fini della copertura dei costi delle reti in media e bassa tensione, per i gestori delle reti integrati nella fornitura, tra il prestare il servizio di vettoriamento per l'approvvigionamento di un utente e il fornire in proprio il servizio elettrico a quello stesso utente è stato necessario riferirsi alla distanza media percorsa dall'energia elettrica sulle reti di media e di bassa tensione.

Il corrispettivo di potenza per le distanze percorse sui tratti in media (bassa) tensione del PCV, espresso in lire/kW impegnato/ora/km, è ottenuto quindi come rapporto tra i costi riconosciuti delle reti di media (bassa) tensione e il prodotto tra la distanza media percorsa dall'energia elettrica sulle reti di media (bassa) tensione e l'energia elettrica transitata nel 1997 sulle reti di media (bassa) tensione, aumentato del 10% per tenere conto delle differenze attese tra la potenza impegnata e l'energia elettrica vettoriata. I dati relativi all'energia disponibile sulle reti di alta-altissima, media e bassa tensione nel 1997, pari rispettivamente a 237,5, 186 e 107 TWh sono stati forniti dall'Enel. La lunghezza massima convenzionalmente percorsa dall'energia elettrica sulle reti di media tensione è stata assunta pari a 20 km, sulla base della stima che il valore medio di tale distanza è pari a 16 km. La lunghezza massima convenzionalmente percorsa dall'energia elettrica sulle reti di bassa tensione è stata assunta pari a 1 km, sulla base della stima che il valore medio di tale distanza è pari a 0,5 km. Il maggior rapporto tra valore massimo convenzionale e valore medio, nel caso della bassa tensione, riflette la maggiore variabilità della distanza effettivamente percorsa nelle reti di bassa tensione.

Un problema di neutralità analogo si presenta rispetto alle trasformazioni di tensione. In generale il percorso dell'energia fornita agli utenti finali serviti dalle società produttrici-distributrici va dalle tensioni maggiori a quelle inferiori. Nel caso di vettoriamento tuttavia è presumibile che almeno parte delle consegne avverrà in media tensione. Quindi per ogni kW di fornitura finale perduto dal fornitore integrato in favore di un altro fornitore con contratto di vettoriamento, il primo subirà un mancato ricavo corrispondente ai costi di una catena di trasformazioni dalla alta-altissima tensione alla tensione di riconsegna; al contrario incasserà, come corrispettivi di potenza per il servizio di vettoriamento, corrispettivi su una catena di trasformazioni che in alcuni casi va dalla media tensione alla alta-altissima tensione per poi ridiscendere alla tensione di riconsegna. Come

correttivo nel calcolo dei corrispettivi di potenza è stato attribuito a ciascun kW per ora impegnato un costo, per le trasformazioni MT/AT-AAT e AT-AAT/MT il 50% del costo riconosciuto per kW trasportato.

Come precedentemente argomentato, una distorsione rispetto alla neutralità del vettoriamento ai fini della copertura dei costi delle reti di trasmissione e distribuzione di imprese integrate nella fornitura del servizio elettrico agli utenti finali deriverebbe se, nella determinazione dei corrispettivi, non si tenesse conto del fatto che in generale il percorso dell'energia fornita agli utenti finali dalle società produttrici-distributrici va dalle tensioni maggiori a quelle inferiori, mentre nel caso di vettoriamento è presumibile che almeno parte delle consegne avverrà in media tensione. Di ciò si è tenuto conto prevedendo che la lunghezza dei tratti in media tensione del PCV sia al massimo di 20 km, sia nel caso in cui la consegna avvenga in media tensione sia nel caso in cui avvenga in altissima tensione.

A.3 Costi riconosciuti ai fini della determinazione dei corrispettivi di potenza

I corrispettivi di potenza per tutti i segmenti del PCV sono stati fissati dall'Autorità in modo da garantire la copertura dei costi riconosciuti relativi alle infrastrutture interessate dal vettoriamento. Nella determinazione di tali costi sono stati considerati i dati patrimoniali ed economici delle imprese che possiedono infrastrutture inerenti al vettoriamento¹⁶, distinguendo le componenti inerenti alla gestione caratteristica del servizio elettrico da quelle relative alle gestioni finanziaria, accessoria e straordinaria. Le attività della gestione finanziaria sono quelle finalizzate al reperimento delle varie forme di capitale necessario per finanziare l'attività aziendale nonché all'investimento delle risorse liquide. Le attività della gestione accessoria riguardano quelle operazioni svolte con una certa continuità ma che non costituiscono l'oggetto specifico dell'attività aziendale. Le attività della gestione straordinaria riguardano quelle operazioni che non costituiscono l'oggetto specifico dell'attività aziendale e che hanno carattere di eccezionalità.

Di seguito sono descritti i criteri impiegati per la determinazione:

- a) dei costi relativi alla gestione caratteristica delle infrastrutture utilizzate per la fornitura del servizio di vettoriamento;
- b) della remunerazione appropriata del capitale investito nelle attività della gestione caratteristica;
- c) dei valori dei parametri rilevanti per la determinazione dei costi riconosciuti e dei corrispettivi tariffari.

A.3.1 Costi delle infrastrutture utilizzate per il vettoriamento

I costi della gestione caratteristica possono essere distinti in costi direttamente attribuibili alle infrastrutture del vettoriamento e costi comuni. I costi comuni corrispondono ai costi relativi alla gestione caratteristica non direttamente attribuibili ad una singola attività elettrica (generazione, trasmissione e fornitura) o non direttamente attribuibili alle infrastrutture oggetto dei corrispettivi di potenza per il vettoriamento.

I costi comuni sono pari a circa il 20% dei costi direttamente attribuiti. I costi comuni sono stati ripartiti in:

- costi inerenti alla funzione tecnica (circa il 60% dei costi comuni)
- costi inerenti alla funzione amministrativa (circa il 40% dei costi comuni)

La parte dei costi comuni inerente alla funzione tecnica riguarda principalmente: l'attività di ricerca e sviluppo, l'attività di ingegneria e costruzioni, l'attività dei servizi immobiliari, l'attività dei

¹⁶ Tali infrastrutture riguardano le linee AAT, le stazioni di trasformazione AAT/AT, le linee di AT, le cabine di trasformazioni AT/MT, le linee MT, le stazioni di trasformazione MT/BT e le linee BT.

servizi informatici, l'attività di servizi tecnici e le telecomunicazioni¹⁷. Tale quota dei costi comuni è stata attribuita considerando, per ogni singola attività, il criterio di attribuzione utilizzato dalle imprese e, in mancanza di questo, la quota del capitale investito che ciascuna tipologia di infrastrutture costituisce.

La parte dei costi comuni inerente alla funzione amministrativa riguarda tutte le attività legate all'amministrazione della società, alla gestione del personale, ai servizi legali ed è stata attribuita in base ai costi operativi di ciascuna tipologia di infrastrutture.

A.3.2 Remunerazione sul capitale investito relativo alla gestione caratteristica: valore del capitale

Generalmente la valutazione del capitale investito di una impresa viene effettuata attraverso il calcolo del valore attuale dei flussi di cassa futuri. Questo approccio non può peraltro essere utilizzato ai fini tariffari nel caso di una impresa soggetta a regolamentazione dei prezzi. Si genererebbe infatti una circolarità in quanto le tariffe sarebbero determinate in base ad un valore del capitale investito che dipenderebbe a sua volta dal sentiero temporale delle tariffe. Si noti incidentalmente che tale circolarità non sussiste in assenza di regolazione dei prezzi; in tal caso infatti l'interazione tra le imprese ed i consumatori determina il sentiero dei prezzi che a sua volta determina il valore del capitale investito, ovvero il valore "di mercato" dell'impresa.

Nella prassi regolatoria la circolarità tra tariffe e valore del capitale dell'impresa è interrotta attraverso il riferimento, per la determinazione del capitale investito, al costo di rimpiazzo del capitale fisico dell'impresa, in luogo del valore attuale dei flussi di cassa futuri. Il riferimento al costo di rimpiazzo trova giustificazione nella teoria economica. Il valore attuale dei flussi di cassa futuri di una impresa può essere infatti scomposto nella somma del costo di rimpiazzo del capitale fisico e di una rendita che, in un mercato perfettamente competitivo, sarebbe nulla. Il riferimento al costo di rimpiazzo del capitale per determinare il valore dell'impresa è quindi appropriato nella misura in cui la regolamentazione si propone di riprodurre l'esito che si otterrebbe in un mercato competitivo e di evitare qualsiasi rendita all'impresa regolata.

Il capitale investito per la fornitura del servizio di vettoriamento è stato fissato ad un valore pari alla somma delle attività dell'impresa, immobilizzazioni e capitale circolante netto, al netto delle poste passive rettificative. Il valore del capitale investito relativo alle attività comuni è stato attribuito a ciascuna tipologia di infrastrutture utilizzate per il vettoriamento sulla base di criteri omogenei rispetto a quelli utilizzati nell'attribuzione dei costi comuni. Nonostante i valori di riferimento per la determinazione del capitale investito della gestione caratteristica siano i valori contabili del 1997, anche considerando che tutte le imprese prese in esame hanno effettuato delle rivalutazioni negli ultimi anni, è ragionevole ritenere che da un lato le rivalutazioni e dall'altro il decremento del valore dei cespiti per obsolescenza tecnologica risultino in valori di bilancio dei cespiti che possono considerati a tutti gli effetti come di rimpiazzo¹⁸.

¹⁷ Le attività sopra elencate sono state distinte come dichiarate dall'Enel, le altre imprese tendono comunque a distinguere le strutture comuni tecniche rispetto alle altre strutture comuni.

¹⁸ Lo stesso criterio utilizzato per la determinazione del valore del capitale investito per la determinazione dei corrispettivi di vettoriamento è stato impiegato nella delibera 25 marzo 1998, n. 28/98 per la rideterminazione delle modificazioni tariffarie adottate con i provvedimenti del Comitato interministeriale dei prezzi 14 dicembre 1993, n. 15 e 29 dicembre 1993, n. 17.

A.3.2 Remunerazione sul capitale investito relativo alla gestione caratteristica: tasso di remunerazione del capitale

Il tasso di remunerazione del capitale investito relativo alla gestione caratteristica è stato determinato in modo da permettere all'impresa di coprire i costi relativi alle modalità ritenute ottimali di finanziamento degli impieghi effettuati nello svolgimento della sua attività tipica.

Nel seguito si fa riferimento alla seguenti variabili:

k_E = costo reale dei mezzi propri

E = entità dei mezzi propri

k_D = costo reale del debito

D = entità del debito

CI = capitale investito (pari a D+E)

t = aliquota fiscale effettiva dell'impresa

R = ricavi da riconoscere nella fissazione dei corrispettivi di potenza

C = costi operativi

RO = R-C = reddito operativo

CMePRF = tasso reale di remunerazione del capitale investito relativo alla gestione caratteristica, corretto per tenere conto della fiscalità

Per la determinazione del costo dei mezzi propri (k_E) è stato fatto riferimento al Capital Asset Pricing Model (CAPM) secondo cui la remunerazione di un'attività caratterizzata da rischio può essere scomposta nel rendimento di attività prive di rischio e in un premio per il rischio¹⁹:

$$k_E = r_f + b * (r_m - r_f)$$

dove:

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

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

b = 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:

¹⁹ In particolare gli investitori devono essere remunerati solo per il rischio sistematico, ovvero quella parte del rischio di mercato non eliminabile attraverso la diversificazione del portafoglio.

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

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 vettoriamento, *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 vettoriamento delle altre imprese.

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

$$k_e = 3.47\%$$

$$k_d = 3.10\%$$

$$t = 38\%$$

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

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%.
- **b**: 0.43 Si è considerato il valore **b** di società elettriche operanti nella trasmissione²³, nella distribuzione e vendita²⁴, nonché di imprese integrate²⁵. Il valore **b** 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 quello media attuale delle imprese soggette a regolamentazione.

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

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.

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 vettoriamento. 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.

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. E' 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 determinazioni 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.

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 vettoriamento e dello scambio.

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).

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 alta-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 (riconsegna) di una quantità incrementale di potenza in ciascun nodo di consegna (riconsegna) 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 incrementali è sensibilmente minore della variabilità delle stesse tra aree geografiche;
- le perdite incrementali per i nodi situati nella stessa area geografica sono sufficientemente omogenee da giustificare l'utilizzo dello stesso coefficiente su una scala regionale o sovraregionale.

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 incrementali medie per la consegna nelle reti di alta tensione nella zona; non essendo a disposizione stime dei valori zionali 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:

²⁷

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

- una articolazione che riflette le perdite incrementalmente 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 sono 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 vettoriamento 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 vettoriamento;
- 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 AT)³¹.

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

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 vettoriamento, 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 vettoriamento.

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:

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
<i>Linee AAT (1)</i>	<i>153.574</i>	<i>104.786</i>	<i>7.158</i>	<i>251.202</i>
<i>Trasf. AAT/AT</i>	<i>299.454</i>	<i>132.011</i>	<i>12.916</i>	<i>418.549</i>
<i>Linee AT(2)</i>	<i>169.873</i>	<i>307.589</i>	<i>19.840</i>	<i>457.662</i>
<i>Staz. di smistamento</i>	<i>9.717</i>	<i>4.956</i>	<i>419</i>	<i>14.254</i>
<i>Struttura trasm (3)</i>	<i>265.866</i>	<i>25.114</i>	<i>11.467</i>	<i>279.513</i>
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
Trast. 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

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.

(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 creditor 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 vettoriamento;
- 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 utilizzati 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
<i>Linee AAT (1)</i>	2665840	-490.865	2.164.975
<i>Trasf. AAT/AT</i>	3.446.196	-663.127	2.783.069
<i>Linee AT(2)</i>	2.668.037	-14.972	2.673.065
<i>Staz. di smistamento</i>	133.202	-25.737	107.465
<i>Struttura trasm (3)</i>	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

E' 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
<i>Linee AAT (1)</i>	<i>251.202</i>	<i>105.434</i>	<i>356.636</i>
<i>Trasf. AAT/AT</i>	<i>418.549</i>	<i>135.535</i>	<i>554.084</i>
<i>Linee AT(2)</i>	<i>457.662</i>	<i>130.178</i>	<i>587.800</i>
<i>Staz. Di smistamento</i>	<i>14.254</i>	<i>5.234</i>	<i>19.488</i>
<i>Struttura trasm (3)</i>	<i>279.513</i>	<i>5.752</i>	<i>285.265</i>
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 vettoriamento 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