



Autorità per l'energia elettrica e il gas

Riforma dei corrispettivi di uso delle reti da parte dei clienti del mercato libero e definizione di una disciplina transitoria del dispacciamento

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti nell'ambito del procedimento avviato con delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 maggio 1997, n. 57/97 ai fini della formazione dei provvedimenti di cui all'articolo 2, comma 12, lettera d), della legge 14 novembre 1995, n. 481

7 agosto 2001

Premessa

Il presente documento per la consultazione illustra le proposte che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) formula ai fini della modifica dei corrispettivi di uso delle reti da parte dei clienti del mercato libero e della predisposizione di una disciplina transitoria di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale, ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettere d) ed i) della legge 14 novembre 1995, n. 481.

Le proposte dell'Autorità riflettono l'articolo 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, concernente l'attuazione della direttiva 96/92/CE, recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, per l'avvio del dispacciamento di merito economico ed, in particolare, sono coerenti con le condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento di merito economico fissate dall'Autorità con deliberazione 30 aprile 2001, n. 95/01, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 148 del 28 giugno 2001.

Il documento per la consultazione viene diffuso per offrire l'opportunità a tutti i soggetti interessati di formulare osservazioni e suggerimenti prima che l'Autorità proceda all'emanazione dei provvedimenti in questione.

I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e suggerimenti, per iscritto, entro il 10 settembre.

Per consentire alle imprese di tenere conto dei corrispettivi di uso delle reti, che saranno determinati sulla base della presente consultazione, ai fini della unitaria valutazione delle componenti rilevanti per la definizione delle opzioni tariffarie per l'anno 2002, l'Autorità, con il provvedimento finale di determinazione dei corrispettivi medesimi, ai sensi del citato articolo 2, comma 12, lettera d) della legge n. 481 del 1995, indicherà il termine, orientativamente prevedibile verso la metà del mese di ottobre, entro il quale dette opzioni potranno essere presentate.

Indirizzo a cui far pervenire osservazioni e suggerimenti:

Autorità per l'energia elettrica e il gas
Area elettricità
piazza Cavour 5 – 20121 Milano
tel. 02-65565.311 (Segreteria Area elettricità)
fax: 02-65565.222
e-mail: a_e@autorita.energia.it
<http://www.autorita.energia.it>

INDICE

1	Introduzione	4
	<i>Parte I: Riforma dei corrispettivi di uso delle reti da parte dei clienti del mercato libero</i>	<i>6</i>
2	Linee guida	6
3	Modificazioni all'attuale disciplina tariffaria prevista per i clienti del mercato vincolato	7
4	Componente tariffaria a copertura dei costi di acquisto di energia elettrica	7
5	Componente tariffaria a copertura dei costi di vendita	8
6	Corrispettivi per l'uso delle reti	9
	<i>Parte II: Disciplina transitoria del dispacciamento dell'energia elettrica</i>	<i>10</i>
7	Linee guida	10
8	Bilanciamento	11
9	Valorizzazione dell'energia elettrica e corrispettivo di riserva	12

1 Introduzione

- 1.1 Il presente documento per la consultazione illustra la proposta dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) per la definizione di corrispettivi di uso delle reti di trasmissione nazionale e di distribuzione (di seguito: corrispettivi di uso delle reti) da parte dei clienti finali diversi da quelli del mercato vincolato (di seguito: clienti del mercato libero) e della disciplina transitoria del dispacciamento, in attesa dell'avvio del dispacciamento di merito economico come definito dalla deliberazione dell'Autorità 30 aprile 2001, n. 95/01, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 148 del 28 giugno 2001 (di seguito: deliberazione n. 95/01), in particolare, con riferimento alla regolamentazione dello scambio e della riconciliazione dell'energia elettrica. I corrispettivi di uso delle reti, nell'attuale quadro regolatorio, sono a remunerazione sia dei servizi di trasmissione e di distribuzione (di seguito: servizio di trasporto), comprendenti le attività di gestione, manutenzione, esercizio e sviluppo delle reti elettriche, sia la misura, la commercializzazione e la fatturazione legate all'erogazione del servizio di trasporto. La riforma proposta è necessaria al fine di rendere la regolazione economica del servizio di trasporto compatibile con l'avvio del sistema delle offerte di cui all'articolo 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99) e di uniformare i corrispettivi di uso delle reti per tutti i clienti finali.
- 1.2 I corrispettivi di uso delle reti per i clienti del mercato libero e la disciplina dello scambio e della riconciliazione dell'energia elettrica sono oggi definite dalla deliberazione dell'Autorità 18 febbraio 1999, n. 13/99, recante disciplina delle condizioni tecnico-economiche del servizio di vettoriamento dell'energia elettrica e di alcuni servizi di rete, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 49 del 1 marzo 1999, come successivamente modificata ed integrata (di seguito: deliberazione n. 13/99). Tale disciplina è stata definita immediatamente prima dell'attuazione nell'ordinamento legislativo nazionale della direttiva europea 96/92/CE, avvenuta con il decreto legislativo n.79/99 e, pertanto, in carenza di molti elementi componenti il quadro di regolazione del settore elettrico. La deliberazione n. 13/99 ha risposto, inoltre, ad esigenze di continuità con la disciplina per il vettoriamento e lo scambio dell'energia elettrica allora in vigore ed ha assunto carattere transitorio, in vista di una successiva riforma contestuale all'avvio del sistema delle offerte, previsto dal decreto legislativo n. 79/99 per l'1 gennaio 2001. Il ritardo nell'avvio del sistema delle offerte, le disposizioni della legge 5 marzo 2001, n. 57, circa l'abbassamento della soglia di idoneità ed il contestuale aumento del numero di clienti con facoltà di scelta del fornitore (clienti idonei) e dell'energia contrattata sul mercato libero, rendono necessaria ed urgente la riforma della disciplina di cui alla deliberazione n. 13/99, con particolare riferimento alle regole di scambio e riconciliazione dell'energia elettrica.
- 1.3 La necessità di riforma dei corrispettivi di uso delle reti oggi in vigore deriva da un duplice ordine di motivi: difformità di trattamento dei clienti del mercato vincolato e del mercato libero e impossibilità di estendere l'attuale disciplina del vettoriamento a tutta l'energia elettrica oggetto del servizio di trasporto.
- 1.4 La difformità di trattamento dei clienti del mercato vincolato rispetto ai clienti del mercato libero deriva dalla diversa struttura dei corrispettivi di uso delle reti oggi in vigore rispetto alla struttura delle componenti della tariffa di fornitura per i clienti del mercato vincolato a copertura dei costi del servizio di trasporto dell'energia elettrica prevista dalla deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 1999, n. 204/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 306 del 31 dicembre 1999, Supplemento ordinario, n. 235 (di seguito: deliberazione n. 204/99). Questa difformità, giustificata dall'esigenza di rendere compatibile un sistema

fondato su contratti bilaterali con l'esigenza di salvaguardia della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico, fa sì che l'onere del servizio di trasporto dell'energia elettrica sopportato dal cliente possa essere sensibilmente diverso, a parità caratteristiche di domanda, in funzione dell'appartenenza del cliente stesso al mercato libero o a quello vincolato.

- 1.5 La presenza di due sistemi tariffari scarsamente allineati introduce elementi di distorsione nel comportamento dei clienti idonei poiché modifica, anche a parità di prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica, la scelta dei clienti finali tra mercato vincolato e mercato libero. Queste distorsioni, già presenti nell'attuale sistema tariffario, assumono rilevanza crescente all'aumentare della dimensione del mercato libero e potranno essere ulteriormente amplificate dall'avvio del sistema delle offerte. L'avvio del sistema delle offerte porta alla formazione di un unico prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica, sia che questa sia destinata al mercato libero che a quello vincolato; conseguentemente la scelta dei clienti idonei di passare al mercato libero potrà essere condizionata anche da distorsioni di lieve entità tra le discipline di trasporto applicate ai due mercati.
- 1.6 Per quanto riguarda l'estrema difficoltà di estendere l'attuale disciplina del vettoriamento a tutta l'energia elettrica oggetto del servizio di trasporto, in assenza di interventi da parte dell'Autorità, si ritiene che tale disciplina dovrebbe applicarsi a tutte le transazioni di energia elettrica definite sia attraverso contratti bilaterali che attraverso il sistema delle offerte. Occorrerebbe prevedere un contratto di vettoriamento che comprendesse punti di consegna in corrispondenza di tutti gli impianti di generazione e di interconnessione con l'estero che partecipano al sistema delle offerte e punti di riconsegna relativi a tutti i clienti finali del sistema delle offerte. Questa soluzione non appare applicabile nell'ambito dell'attuale normativa che è impostata per funzionare in un sistema in cui i punti di immissione e di prelievo ed i relativi programmi sono identificati *ex-ante* nel contratto di vettoriamento e non *ex-post* in funzione degli esiti del sistema delle offerte.
- 1.7 Con riferimento alla deliberazione n. 13/99, oltre ai corrispettivi di uso delle reti, occorre rivedere anche gli istituti dello scambio e della riconciliazione dell'energia elettrica, anche con l'obiettivo di renderli coerenti con il previsto funzionamento del dispacciamento di merito economico introdotto dalla deliberazione n. 95/01.
- 1.8 La struttura dei corrispettivi di potenza e per l'uso del sistema previsti dalla deliberazione n. 13/99 tiene conto dell'esigenza di fornire segnali economici adeguati a indurre il rispetto da parte dei produttori e dei clienti dei programmi di immissione nei punti di consegna e di prelievo nei punti di riconsegna definiti nel contratto di vettoriamento, al fine contenere i costi necessari a garantire la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale ed i costi del servizio di dispacciamento. L'obbligo di definire un impegno di potenza oraria nei punti di immissione e di prelievo ai fini della quantificazione dell'onere attribuito ai clienti del mercato libero per l'uso delle reti costituisce uno strumento che induce negli operatori comportamenti coerenti con il mantenimento dell'equilibrio tra immissioni e prelievi di energia elettrica (di seguito: bilanciamento). L'assicurazione di compatibilità delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica con le esigenze di sicurezza di funzionamento del sistema non è, per contro, richiesta agli operatori del mercato vincolato.
- 1.9 Con il passaggio al dispacciamento di merito economico secondo le condizioni previste dalla deliberazione n. 95/01, il sistema di penalizzazioni per il mancato rispetto dei programmi di immissione e prelievo deve essere ridefinito introducendo specifici corrispettivi posti a carico di tutti gli utenti della rete, commisurati alle responsabilità di questi ultimi per quanto riguarda gli eventuali sbilanciamenti. L'applicazione della disciplina prevista dalla deliberazione n. 13/99 richiederebbe quindi una sostanziale modifica della struttura e dei corrispettivi ivi previsti.

- 1.10 Alla riforma dei corrispettivi di uso delle reti, delineata nella parte I del presente documento, deve quindi affiancarsi una nuova disciplina transitoria di dispacciamento, descritta nella parte II, che dia segnali ai clienti e ai produttori sul costo di alcuni servizi forniti dal gestore della rete di trasmissione nazionale Spa (di seguito: il Gestore della rete).

Parte I: Riforma dei corrispettivi di uso delle reti da parte dei clienti del mercato libero

2 Linee guida

- 2.1 L'attuale disciplina delle condizioni tecnico-economiche del servizio di vettoriamento dell'energia elettrica e di alcuni servizi di rete, prevista dalla deliberazione n. 13/99, e la disciplina tariffaria per il servizio di fornitura dell'energia elettrica per i clienti del mercato vincolato, regolata con la deliberazione n. 204/99, presentano, per le ragioni ricordate nell'introduzione al presente documento, corrispettivi a copertura dei costi del servizio di trasporto con strutture sostanzialmente diverse.
- 2.2 La tariffa TV2 prevista dalla deliberazione n. 204/99 comprende componenti a copertura dei costi del servizio di trasporto e dell'attività di vendita espresse in lire/cliente/anno, lire/kWh e lire/kW. Quest'ultima componente si applica alla potenza massima prelevata nell'anno. La disciplina del vettoriamento prevede, invece, alcuni corrispettivi unitari espressi in lire/cliente/anno ed altri corrispettivi da applicare all'impegno di potenza dichiarato in ciascuna ora dal cliente con penalità nel caso in cui l'immissione o il prelievo siano superiori a tali impegni (i cosiddetti superi di potenza di cui all'articolo 7 della deliberazione n. 13/99).
- 2.3 L'Autorità, anche in vista dell'avvio del sistema delle offerte, intende, come anticipato nell'introduzione, uniformare i corrispettivi per l'uso delle reti rispettivamente applicati ai clienti vincolati ed ai clienti non vincolati, eliminando le distorsioni attualmente presenti. L'obiettivo può essere raggiunto attraverso la revisione dell'attuale disciplina prevista dalla deliberazione n. 13/99 in materia di uso delle reti e l'estensione ai clienti del mercato libero delle condizioni tariffarie oggi previste per i clienti del mercato vincolato per la copertura dei costi del servizio di trasporto e dell'attività di vendita a questo connesso.
- 2.4 In particolare, l'Autorità intende estendere a tutti i clienti finali i meccanismi di regolazione ad oggi previsti per i clienti del mercato vincolato. In tal modo si garantiscono alle imprese distributrici gli stessi margini di flessibilità di cui le medesime imprese dispongono nell'attuale definizione delle opzioni tariffarie relative al servizio di fornitura sul mercato vincolato.
- 2.5 Nel seguito sono descritti i principali interventi proposti che comprendono anche modificazioni all'attuale disciplina tariffaria per i clienti del mercato vincolato, necessarie al fine di uniformare i sistemi tariffari per il servizio di trasporto dell'energia elettrica.
- 2.6 Ciò richiede che le imprese di distribuzione tengano conto, nella costruzione delle opzioni tariffarie offerte alla propria clientela e presentate all'Autorità per l'approvazione, sia dei clienti del mercato vincolato che dei clienti del mercato libero connessi alla propria rete di distribuzione.
- 2.7 Nel provvedimento dell'Autorità di riforma dei corrispettivi di uso della rete potranno essere introdotte opportune misure affinché le imprese di distribuzione possano disporre della necessaria flessibilità in relazione al termine di presentazione delle opzioni tariffarie per

l'anno 2002. La presentazione potrebbe essere orientativamente collocata verso la seconda metà del mese di ottobre 2001.

3 Modificazioni all'attuale disciplina tariffaria prevista per i clienti del mercato vincolato

- 3.1 Le imprese distributrici che svolgono il servizio di fornitura dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato definiscono le opzioni tariffarie relative a tale servizio nell'ambito dei vincoli tariffari stabiliti dall'Autorità. L'attuale disciplina non prevede l'obbligo di dare separata evidenza alle singole componenti tariffarie destinate alla copertura dei costi di acquisto, di trasmissione, di distribuzione e di vendita dell'energia elettrica, unitamente ai costi della misura.
- 3.2 Ai fini dell'estensione al servizio di trasporto della disciplina tariffaria prevista per la fornitura dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato si rende necessario dare separata evidenza alle componenti delle opzioni tariffarie destinate alla copertura dei costi di acquisto e dei costi di vendita dell'energia elettrica.
- 3.3 L'Autorità, d'altra parte, ai fini della semplificazione della normativa vigente e tenendo conto dell'esperienza maturata nel primo anno di applicazione della nuova disciplina di regolazione tariffaria, ritiene opportuno prevedere che la verifica del vincolo ai ricavi tariffari che possono essere ottenuti da ciascuna tipologia di utenza (vincolo V1) sia limitata alle componenti sulle quali l'impresa distributtrice può effettivamente esercitare la flessibilità consentita all'interno del vincolo. A questo riguardo va considerato che la componente a copertura dei costi di acquisto (di seguito: componente CCA) assume, secondo quanto descritto nel seguito del documento, i caratteri dell'obbligatorietà venendo determinata dall'Autorità. E' pertanto coerente prevedere che la verifica del vincolo V1 sia effettuata solo in relazione alle componenti r_1 e r_3 di cui alla deliberazione n. 204/99, a copertura dei costi di trasporto sulla rete di distribuzione, dei costi di vendita e dei costi di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale.
- 3.4 A seguito dell'estensione al servizio di trasporto della disciplina tariffaria prevista per la fornitura dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato, la componente CCA dovrà trovare opportuna evidenza nelle opzioni tariffarie offerte dal distributore. Tale componente deve essere infatti applicata ai soli clienti del mercato vincolato ed esclusa nell'offerta delle opzioni tariffarie ai clienti del mercato libero.

Spunto per la consultazione

- S1** Si ritiene opportuno apportare ulteriori modificazioni all'attuale disciplina tariffaria prevista per i clienti del mercato vincolato al fine di favorire l'estensione della medesima disciplina ai clienti del mercato libero?

4 Componente tariffaria a copertura dei costi di acquisto di energia elettrica

- 4.1 L'Autorità ritiene opportuno determinare direttamente la componente CCA nelle opzioni tariffarie base e lasciare margini di flessibilità nel caso di offerta di opzioni tariffarie speciali, prevedendo in questo caso che tale componente possa essere determinata dal distributore.

- 4.2 L'avvio del sistema delle offerte renderà necessaria la predisposizione di un sistema di attribuzione dei costi di acquisto di energia elettrica ai clienti finali non dotati di misuratore idoneo alla rilevazione oraria della grandezze elettriche (di seguito: misuratore orario) basato su profili di prelievo stimati (*load profiling*) più flessibile ed articolato di quello oggi in vigore per i clienti del mercato vincolato.
- 4.3 Di conseguenza, si ritiene necessario differenziare la componente CCA applicata ai clienti finali non dotati di misuratori orari rispetto a quella applicata agli altri clienti finali. L'Autorità propone che la componente CCA venga determinata:
- per i clienti non dotati di misuratori orari, come prodotto tra il coefficiente g che misura lo scostamento, rispetto alla media, del costo di acquisto dell'energia elettrica sostenuto per soddisfare la domanda di ciascuna tipologia di utenza, tenendo conto delle perdite di energia elettrica per il trasporto associate a tale tipologia ed il parametro PG di cui all'articolo 1, comma 1.1, lettera cc), della deliberazione n. 204/99;
 - per gli altri clienti, come prodotto tra il solo coefficiente di correzione delle perdite di energia elettrica I , differenziato per ciascuna tipologia di utenza, e il parametro PG_T .
- 4.4 Il parametro PG_T è il prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato, differenziato per fasce orarie. Tale parametro sarà aggiornato bimestralmente dall'Autorità.
- 4.5 Fino alla data di entrata in funzione del sistema delle offerte, il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso destinata ai clienti del mercato vincolato è definito dalla deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 1999 n. 205/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 306, del 31 dicembre 1999, Supplemento ordinario, n. 235, come successivamente modificata ed integrata (di seguito: deliberazione n. 205/99) come somma di:
- una componente a copertura dei costi fissi di produzione, differenziata per fasce orarie;
 - una componente a copertura dei costi variabili, non differenziata per fasce orarie, pari, in ciascun bimestre, al costo unitario variabile riconosciuto C_t di cui alla deliberazione 26 giugno 1997, n. 70/97.
- 4.6 Il parametro PG è la stima della media bimestrale dei prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso destinata ai clienti del mercato vincolato di cui al precedente paragrafo 4.5, e sarà pubblicato dall'Autorità prima dell'inizio di ciascun bimestre.
- 4.7 L'Autorità ritiene opportuno che, contestualmente ai parametri PG e PG_T , venga aggiornato anche il coefficiente g al fine di tenere conto delle variazioni del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso legate agli aggiornamenti bimestrali del C_t e delle variazioni del profilo di prelievo stimato attribuito alla tipologia di utenza, nel caso di adozione di un sistema di *load profiling* basato sulla modifica periodica di tale profilo di prelievo.

5 Componente tariffaria a copertura dei costi di vendita

- 5.1 Il vincolo V1 comprende delle componenti tariffarie a copertura dei costi di vendita. L'attività di vendita ai clienti del mercato vincolato comprende sia la misura, la contabilizzazione e la fatturazione dei consumi legate all'erogazione dei servizi di trasmissione e di distribuzione, sia la gestione dei contratti di acquisto di energia elettrica e le funzioni commerciali relative al servizio di fornitura. Le componenti del vincolo V1 comprendono quindi una parte a copertura dei costi di commercializzazione del servizio di trasporto che il distributore sostiene anche per i clienti del mercato libero. Nell'attuale ordinamento, i corrispettivi di uso delle reti per i clienti del mercato libero coprono infatti i costi della misura, della contabilizzazione e

della fatturazione dei consumi legate all'erogazione dei servizi di trasmissione e di distribuzione. I costi relativi alla gestione dei contratti di acquisto di energia elettrica e le funzioni commerciali relative alla servizio di fornitura sono invece inclusi nel prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica concordato tra il cliente del mercato libero e il suo fornitore.

- 5.2 Si ritiene quindi opportuno che ai clienti del mercato libero sia riconosciuto uno sconto definito dall'Autorità in funzione della differenza tra i costi di vendita sostenuti per la fornitura ai clienti del mercato vincolato e quelli sostenuti per l'erogazione del servizio di trasporto ai clienti del mercato libero. Coerentemente con tale impostazione, ai fini di trasparenza nell'offerta delle opzioni tariffarie, si richiede che le imprese distributrici diano separata evidenza alle componenti delle opzioni tariffarie destinate alla copertura di costi di vendita dell'energia elettrica.

6 Corrispettivi per l'uso delle reti

- 6.1 Ai fini della determinazione dei corrispettivi per l'uso delle reti applicabili ai clienti del mercato libero, l'Autorità intende replicare nella struttura i meccanismi tariffari previsti per la fornitura ai clienti del mercato vincolato, limitatamente alle componenti legate al servizio di trasporto dell'energia elettrica.
- 6.2 L'Autorità intende, pertanto, lasciare flessibilità alle imprese distributrici nella determinazione di opzioni tariffarie ed introdurre vincoli ai ricavi tariffari in relazione ai ricavi conseguibili con lo svolgimento del servizio di trasporto.
- 6.3 L'esigenza di evitare discriminazioni tra clienti del mercato vincolato e clienti del mercato libero rende, tuttavia, necessario introdurre qualche limite nella fissazione delle opzioni. L'Autorità, in particolare, propone che le imprese distributrici debbano offrire ai clienti del mercato libero le medesime opzioni tariffarie offerte ai clienti del mercato vincolato, al netto della componente CCA.
- 6.4 Questa soluzione, tenuto conto dell'intenzione di prevedere che la componente CCA venga determinata dall'Autorità ed applicata come illustrato nel precedente capitolo 4, estende implicitamente la tutela prevista dal vincolo V2 per i clienti del mercato vincolato anche ai clienti del mercato libero.
- 6.5 L'Autorità intende, inoltre, prevedere un vincolo ai ricavi tariffari per il servizio di trasporto che l'impresa distributtrice può ottenere da una singola tipologia di utenza (vincolo V1). Tale scelta richiede che i clienti del mercato libero siano suddivisi in tipologie di utenza uguali a quelle previste per i clienti del mercato vincolato.
- 6.6 Tali previsioni, tenuto conto degli aggiustamenti all'attuale disciplina tariffaria prevista per i clienti del mercato vincolato relativi alla verifica del vincolo V1 sopra descritti, portano a far coincidere gli elementi di ricavo oggetto della verifica per tutti i clienti finali. Per queste ragioni, si può quindi prospettare una verifica congiunta del vincolo V1 sia per i ricavi conseguiti dalle imprese distributrici dai clienti del mercato vincolato sia dai clienti del mercato libero. Al riguardo sono allo studio diverse alternative.
- 6.7 Una prima ipotesi prevede che la verifica del vincolo V1 sia operata distintamente, da un lato, per le tipologie di utenza relative ai clienti del mercato vincolato e, dall'altro, per le tipologie di utenza relative ai clienti del mercato libero. Una seconda ipotesi prevede che la verifica del vincolo V1 sia effettuata considerando congiuntamente tutti i clienti finali appartenenti a ciascuna tipologia di utenza.

Spunti per la consultazione

- S2** Si ritiene praticabile ed opportuna la scelta di verificare il rispetto del vincolo V1 distintamente, da un lato, per le tipologie di utenza relative ai clienti del mercato vincolato e, dall'altro, per le tipologie di utenza relative ai clienti del mercato libero?
- S3** Si ritiene che la distinzione delle tipologie di utenza prevista dalla deliberazione [n. 204/99](#) per i clienti del mercato vincolato tra clienti vincolati e clienti potenzialmente idonei debba essere mantenuta?

Parte II: Disciplina transitoria del dispacciamento dell'energia elettrica

7 Linee guida

- 7.1 Nella presente parte del documento per la consultazione viene illustrata una disciplina transitoria del dispacciamento dell'energia elettrica per i clienti del mercato libero che immettono e prelevano energia dalle reti con obbligo di connessione di terzi e per i soggetti che importano o producono energia elettrica, limitatamente all'energia elettrica immessa nelle medesime reti destinata al mercato libero e relativamente agli impianti che immettono energia elettrica destinata in modo non esclusivo al mercato vincolato.
- 7.2 La deliberazione [n. 95/01](#) prevede condizioni per il pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale riguardanti:
- la gestione delle congestioni;
 - il mantenimento dell'equilibrio tra immissioni e prelievi di energia elettrica, per quanto attiene la produzione ed il consumo di potenza attiva sul territorio nazionale, anche attraverso la gestione di una adeguata capacità di riserva.
- 7.3 La medesima deliberazione prevede che i costi del servizio di dispacciamento e delle attività di cui alle precedenti lettere a) e b), siano coperti dal Gestore della rete anche attraverso:
- un corrispettivo a copertura dei costi di congestione di rete tra le zone a carico dei soggetti che stipulano contratti bilaterali determinato sulla base delle differenze tra i prezzi di mercato che si determinano nelle differenti zone in cui è suddivisa la rete;
 - un corrispettivo a copertura dei costi di congestione di rete all'interno di ciascuna zona determinato sulla base delle risultanze di un apposito mercato detto "delle congestioni" e applicato all'energia complessivamente prelevata da ciascun cliente;
 - un corrispettivo a copertura dei costi per l'approvvigionamento dei servizi di riserva primaria, secondaria e terziaria determinato sulla base delle risultanze di appositi mercati detti "della riserva" (ad eccezione della riserva primaria) e applicato all'energia complessivamente prelevata da ciascun cliente;
 - corrispettivi a copertura dei costi di bilanciamento delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica determinati sulla base delle risultanze di un apposito mercato detto "del bilanciamento" applicati rispettivamente alle differenze, riferite ai punti di scambio rilevanti, tra i programmi di immissione e prelievo e l'energia effettivamente immessa e prelevata.
- 7.4 L'applicazione della disciplina prevista nella deliberazione [n. 95/01](#) per la copertura dei costi sostenuti dal Gestore della rete per i servizi di dispacciamento presuppone l'approvvigionamento degli stessi servizi da parte del medesimo Gestore attraverso appositi

mercati, che diventeranno operativi a partire dall'entrata in funzione del dispacciamento di merito economico e che oggi sono in fase di progettazione.

- 7.5 E' stato accennato nell'introduzione al presente documento per la consultazione che il regime proposto è transitorio a valere fino all'entrata in vigore del dispacciamento di merito economico disposto dalla deliberazione n. 95/01. Al fine di garantire gradualità nella transizione al nuovo regime, si propone di replicare, in via amministrativa a sostituzione dei mercati non ancora operativi, alcuni dei meccanismi che contraddistinguono detto regime, con particolare riferimento alle modalità di copertura dei costi di riserva e di bilanciamento.
- 7.6 Nei capitoli che seguono si illustrano sinteticamente gli aspetti principali che caratterizzano il regime transitorio proposto, ponendo in evidenza le relazioni con la disciplina a regime. La disciplina proposta prevede la predisposizione di un contratto-tipo di bilanciamento emanato dall'Autorità sulla base del quale dovranno essere sottoscritti contratti con il Gestore della rete per l'accesso al servizio di dispacciamento (di seguito: contratti di bilanciamento).
- 7.7 L'Autorità non ritiene opportuno fissare alcun corrispettivo a copertura dei costi di gestione di rete, in considerazione della mancanza di dati relativi ai costi delle congestioni di rete, soprattutto quelli che si possono determinare in regime di mercato.

8 Bilanciamento

- 8.1 A partire dalla data di avvio del dispacciamento di merito economico di cui alla deliberazione n. 95/01, il segnale del costo causato al sistema dalle deviazioni non richieste delle immissioni e dei prelievi rispetto ai rispettivi programmi verrà fornito sulla base dei costi sostenuti dal Gestore della rete per l'approvvigionamento, attraverso le risultanze di un apposito mercato di bilanciamento gestito dal Gestore del mercato elettrico, delle risorse necessarie a garantire il mantenimento dell'equilibrio continuo tra immissioni e prelievi di energia elettrica.
- 8.2 Di conseguenza non è più necessario l'obbligo previsto nell'attuale disciplina della deliberazione n. 13/99 di definire con largo anticipo un impegno di potenza oraria nei punti di immissione e di prelievo ai fini della determinazione dei corrispettivi di trasporto e dell'entità dell'aumento di tali corrispettivi, a titolo di penali, in caso di mancato rispetto di detti impegni e viene, pertanto, a cadere la disciplina dello scambio e della riconciliazione.
- 8.3 Al fine di consentire al Gestore della rete una corretta programmazione delle risorse necessarie al mantenimento della sicurezza del sistema, i titolari di ciascun contratto di bilanciamento sono tenuti a comunicare settimanalmente al Gestore stesso i propri programmi di immissione e prelievo distinti per ciascun punto di immissione e prelievo e per ciascuna ora, con la possibilità di rivederli entro il giorno precedente la loro esecuzione. La determinazione dell'entità delle deviazioni delle immissioni e dei prelievi effettivi viene effettuata rispetto a tali programmi.
- 8.4 In attesa di un apposito mercato che determini il costo per il sistema in ciascuna ora (o anche per intervalli di tempo più brevi) delle risorse necessarie a compensare le deviazioni non richieste delle immissioni e dei prelievi effettivi rispetto ai relativi programmi, il corrispettivo posto a carico dei soggetti responsabili di tali deviazioni (corrispettivo di sbilanciamento) deve essere determinato in via amministrativa.

Spunto per la consultazione

S4 Si ritiene opportuno, al fine di fornire segnali economici diversi sulla base della possibilità di ciascun soggetto di reagire a tali segnali, applicare corrispettivi di sbilanciamento differenti alle deviazioni delle immissioni rispetto ai programmi e alle deviazioni dei prelievi rispetto ai programmi?

- 8.5 Al fine di non imporre ai soggetti che immettono e prelevano energia elettrica oneri eccessivi e che non riflettono i costi effettivamente causati al sistema, l'Autorità ritiene opportuno che, nel regime transitorio, i corrispettivi di sbilanciamento siano determinati a livelli inferiori a quelli che si stima emergeranno dal mercato di bilanciamento. La restante parte del costo medio atteso delle suddette deviazioni sarà quindi compresa nel corrispettivo di riserva di cui al successivo capitolo 9 posto a carico di tutta l'energia prelevata dai clienti del mercato libero.
- 8.6 Tale modalità di copertura del costo per il sistema dovuto alle deviazioni delle immissioni e dei prelievi effettivi rispetto ai relativi programmi è motivata considerando che i corrispettivi di sbilanciamento sarebbero qui applicati con riferimento a ciascun punto di immissione e di prelievo, mentre il costo effettivo per il sistema di tali deviazioni è funzione dello sbilanciamento aggregato di insiemi di punti di immissione e di prelievo, identificati come punti di scambio rilevante nella deliberazione n. 95/01. Verrebbe così realizzata la citata gradualità dei meccanismi amministrati nel percorso di attuazione della deliberazione n. 95/01.

Spunto per la consultazione

S5 Si ritiene opportuno determinare l'entità delle deviazioni delle immissioni rispetto ai relativi programmi separatamente per ciascun gruppo di generazione?

- 8.7 Quando l'assenza di un misuratore orario rende impossibile la determinazione delle suddette deviazioni, il costo per il sistema dovuto alle deviazioni delle immissioni e dei prelievi effettivi rispetto ai programmi è coperto attraverso l'applicazione di un corrispettivo di sbilanciamento medio applicato all'energia complessivamente immessa o prelevata.

9 Valorizzazione dell'energia elettrica e corrispettivo di riserva

- 9.1 A partire dalla data di avvio del sistema delle offerte, l'energia elettrica può essere scambiata sia tramite cessioni o acquisti da parte degli operatori sul mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, sia tramite la sottoscrizione di contratti bilaterali.
- 9.2 In presenza di un sistema delle offerte e di un dispacciamento di merito economico quali quelli delineati dal decreto legislativo n. 79/99, il prezzo complessivamente pagato dal consumatore finale su ogni chilowattora di energia elettrica prelevato dalla rete, come peraltro previsto dalla disciplina del dispacciamento introdotta dalla deliberazione n. 95/01, è composto, in assenza di congestioni, essenzialmente di tre elementi:
- a) una componente pari al prezzo dell'energia elettrica come formato sul mercato all'ingrosso dell'energia elettrica ovvero previsto nei contratti bilaterali tra le parti;
 - b) una componente a copertura dell'onere sostenuto dal Gestore della rete per l'approvvigionamento del servizio di riserva (onere di riserva per la disponibilità di diversi tipi di capacità produttiva);
 - c) una componente determinata sulla base dell'onere sostenuto dal Gestore della rete per mantenere l'equilibrio tra immissioni e prelievi, a causa dell'errore di previsione da parte

del consumatore (onere di sbilanciamento per l'utilizzo di energia elettrica approvvigionata/acquisita dal gestore della rete a causa degli sbilanciamenti in entrambi i versi).

- 9.3 L'energia elettrica prodotta riceve, per ogni kWh, un corrispettivo pari al prezzo dell'energia elettrica come formato sul mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, ovvero previsto nei contratti bilaterali tra le parti, e viene penalizzata con una componente che segnala l'onere di sbilanciamento causato dall'errore di previsione da parte del produttore. Ciascun produttore riceve, inoltre, un corrispettivo per i servizi di riserva e bilanciamento, nei casi in cui fornisca tali servizi al Gestore della rete.
- 9.4 Con riferimento al prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, detto prezzo include una componente pari al prezzo sul mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, una componente a copertura dell'onere di riserva e una componente a copertura dell'onere medio di sbilanciamento attribuito ai clienti del mercato vincolato. Tale prezzo contiene, quindi, le medesime componenti introdotte dalla disciplina proposta per i clienti del mercato libero.
- 9.5 La disciplina transitoria proposta, in linea con quella introdotta dalla deliberazione n. 95/01, prevede che in ciascun punto di prelievo:
- a) per ogni kWh prelevato sia previsto un corrispettivo a copertura dell'onere di riserva differenziato in funzione della fascia oraria in cui avviene il prelievo;
 - b) nei casi in cui il punto di prelievo sia dotato di misuratore idoneo alla rilevazione e alla registrazione della potenza e dell'energia elettrica prelevata in ciascuna ora, sia applicato il corrispettivo di sbilanciamento di cui al precedente capitolo 8 sul valore assoluto delle deviazioni tra prelievi effettivi e quelli previsti nei programmi comunicati al Gestore della rete; nei casi in cui il punto di prelievo sia dotato di misuratore idoneo esclusivamente alla rilevazione e alla registrazione della potenza e dell'energia elettrica immessa e prelevata nei punti di immissione e prelievo in ciascuna fascia oraria, in luogo di tale corrispettivo viene applicato un corrispettivo a copertura dell'onere medio di sbilanciamento;
 - c) per ogni kWh prelevato in un'ora nel punto di prelievo, sia corrisposto al Gestore della rete il prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato al netto del corrispettivo a copertura dell'onere di riserva di cui alla precedente lettera a) e di una componente a copertura dell'onere medio di sbilanciamento.
- 9.6 La disciplina transitoria proposta prevede, inoltre, che in ciascun punto di immissione:
- a) sia applicato il corrispettivo di sbilanciamento di cui al precedente capitolo 8 sul valore assoluto delle deviazioni tra immissioni effettive e quelle previste nei programmi comunicati al Gestore della rete;
 - b) per ogni chilowattora immesso in un'ora nel punto di immissione, sia prevista la corresponsione del medesimo prezzo di cui alla precedente lettera c).

Spunto per la consultazione

S6 Si ritiene opportuno differenziare il corrispettivo di sbilanciamento applicato in caso di prelievi superiori ai relativi programmi o di immissioni inferiori ai programmi da quello applicato in caso di prelievi inferiori ai relativi programmi o di immissioni superiori ai programmi? In base a quali considerazioni?

- 9.7 La disciplina transitoria proposta consente al cliente del mercato libero di vedersi applicato, per i quantitativi di energia elettrica prelevata e non immessa, un prezzo uguale a quello che avrebbe avuto se fosse rimasto vincolato, al netto dello sconto della componente a copertura

dell'onere medio di sbilanciamento. L'ulteriore addebito del corrispettivo a copertura degli oneri di sbilanciamento effettivi dipende dalla capacità del soggetto di controllare e prevedere correttamente il proprio carico e costituisce quindi un incentivo alla corretta previsione del carico.

- 9.8 In modo coerente con il trattamento previsto per l'energia prelevata e non immessa al precedente punto, i quantitativi di energia elettrica immessa da un produttore per il mercato libero e non prelevata vengono valorizzati al prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica al netto delle componenti a copertura degli oneri di riserva e di sbilanciamento.