

**Atto n. 55/07**

**SERVIZIO DI MAGGIOR TUTELA: CRITERI PER L'AGGIORNAMENTO  
DELLE CONDIZIONI ECONOMICHE DI VENDITA DELL'ENERGIA  
ELETTRICA**

*Documento per la consultazione  
Mercati di incidenza: energia elettrica e gas naturale*

*18 dicembre 2007*

### **Premessa**

*Il presente documento per la consultazione si inquadra nel procedimento avviato con la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 3 agosto 2007, n.208/07 in cui viene dato mandato alla Direzione mercati di predisporre le attività istruttorie, ivi incluse le opportune consultazioni, circa la revisione delle condizioni economiche di vendita di energia elettrica per il servizio di maggior tutela e di fornitura per il gas naturale ai clienti tutelati.*

*Scopo principale del presente documento è quello di tracciare la riforma delle modalità di aggiornamento delle predette condizioni economiche nella maggior tutela a partire dal primo aggiornamento da effettuarsi nel corso dell'anno 2008, segnatamente quello con decorrenza 1 aprile 2008.*

*Nel presente documento vengono declinati i principali meccanismi dell'aggiornamento previgente della tariffa nel mercato vincolato, le relative criticità, le innovazioni regolatorie che interverranno nel corso del 2008 (es.load profiling per fascia), gli obiettivi dell'intervento ed, infine, una sintesi dei principali interventi da porre alla base della riforma dell'aggiornamento medesimo.*

*Particolare attenzione viene posta sulla formulazione degli obiettivi dell'aggiornamento che possono essere individuati in: a) minimizzazione delle distorsioni della concorrenza; b) coerenza con i prezzi all'ingrosso; c) contenimento della volatilità dei corrispettivi; d) semplificazione amministrativa e gestionale del servizio; e) certezza delle condizioni economiche; f) copertura dei costi di approvvigionamento.*

*In altri termini, la riforma dell'aggiornamento ha come scopo generale quello di rendere il più possibile "prevedibile" il ribaltamento periodico dei costi del portafoglio acquisti dell'Acquirente unico nei prezzi di vendita dell'energia elettrica nel servizio di maggior tutela, al fine di consentire un reale confronto competitivo dei diversi operatori la vendita sul mercato libero nei confronti del riferimento costituito dalla maggior tutela.*

*La riforma, tra l'altro, prevede una revisione della cadenza (es. dal trimestre attuale al quadrimestre) con cui vengono effettuati gli aggiornamenti delle condizioni economiche della maggior tutela e del relativo periodo di vigenza del singolo aggiornamento. Tale riforma potrebbe riguardare anche l'aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale ai clienti tutelati, al fine di procedere in maniera sincrona all'aggiornamento delle due commodity (elettricità e gas) per i mercati oggetto di tutela da parte dell'Autorità.*

*Il documento per la consultazione viene diffuso per offrire l'opportunità, a tutti i soggetti interessati, di formulare osservazioni e proposte. I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità osservazioni e suggerimenti entro e non oltre il 31 gennaio 2008.*

### **Indirizzo a cui far pervenire osservazioni e suggerimenti:**

**Autorità per l'energia elettrica e il gas**

**Direzione Mercati**

**Unità Mercati Retail**

**Piazza Cavour 5 – 20121 Milano**

**tel. 02.655.65.336/387**

**fax 02.655.65.222**

**e-mail: [mercati@autorita.energia.it](mailto:mercati@autorita.energia.it)**

**sito internet: [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it)**

## 1 Introduzione

- 1.1 Coerentemente con le previsioni della Direttiva europea 2003/54/CE (di seguito: la Direttiva), dal primo luglio di quest'anno tutti i clienti finali, inclusi i clienti domestici, hanno la facoltà di scegliere il proprio venditore di energia elettrica con cui stipulare contratti di fornitura di energia elettrica sul mercato libero. Il completamento del processo di liberalizzazione della vendita al dettaglio di energia elettrica ha pertanto portato all'estinzione del cosiddetto "mercato vincolato", servito in precedenza dalle imprese di distribuzione o dalle società di vendita da queste costituite e controllate, in cui le forniture erano definite sulla base di tariffe determinate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità).
- 1.2 La Direttiva è stata in parte recepita nell'ordinamento italiano con il decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia, convertito con modificazioni in legge 3 agosto 2007, n. 125 (di seguito legge n. 125/07). Sebbene il recepimento della Direttiva sia parziale e transitorio nelle more dell'approvazione del DDL – delega AS 691, l'assetto del mercato della vendita di energia elettrica al dettaglio risulta profondamente modificato rispetto alla situazione precedente del mercato vincolato.
- 1.3 La legge n. 125/07 ha, infatti, rivisto gli obblighi di servizio pubblico e di servizio universale nella vendita di energia elettrica al dettaglio, seguendo da vicino le previsioni della citata Direttiva. In questa modifica dell'assetto normativo, funzionale a tutelare i clienti nell'ambito del nuovo contesto concorrenziale, il legislatore ha identificato due tipi di servizi di vendita a tutela dei consumatori: un servizio chiamato di "maggior tutela" ed un altro denominato di "salvaguardia".
- 1.4 Il servizio di maggior tutela si rivolge ai clienti domestici e alle piccole imprese<sup>1</sup> connesse in bassa tensione senza un contratto di compravendita nel mercato libero. Si noti che questo servizio non si rivolge ai clienti in stato di disagio economico, ma è più vasto e generale: si estende infatti a tutti i clienti di piccole dimensioni, intesi come i clienti domestici e le piccole imprese. La protezione dei clienti economicamente disagiati non è quindi assicurata nell'ambito della maggior tutela e richiede l'attivazione di strumenti specificatamente disegnati a tale scopo.
- 1.5 Il concetto di tutela, nel presente documento per la consultazione, si riferisce unicamente alla protezione del cliente finale di piccole dimensione rispetto alla sua capacità di trarre benefici dall'accesso al mercato libero. Pertanto, tale concetto intende principalmente riferirsi al livello di conoscenza e al grado di consapevolezza necessari affinché il consumatore effettui scelte nel nuovo assetto del mercato della vendita di energia elettrica al dettaglio.
- 1.6 Il servizio di maggior tutela è garantito dalle imprese distributrici, anche attraverso apposite società di vendita<sup>2</sup> (di seguito: esercenti la maggior tutela), sulla base di "condizioni economiche" indicate dall'Autorità. L'approvvigionamento dell'energia elettrica all'ingrosso e dei relativi servizi di dispacciamento per i clienti serviti nell'ambito della maggior tutela continua ad essere svolto dall'Acquirente Unico, mentre la commercializzazione dell'energia elettrica ai clienti finali è direttamente svolta dalle predette società.
- 1.7 Il servizio di salvaguardia si rivolge, invece, a tutti i clienti che non hanno titolo ad accedere al servizio di maggior tutela e che si trovino - anche temporaneamente - senza un contratto di compravendita di energia elettrica nel mercato libero. Il servizio è transitoriamente assicurato

---

<sup>1</sup> L'articolo 1, comma 2, della legge n. 125/07 definisce come piccole imprese i soggetti con meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo o un totale in bilancio non superiore a 10 milioni di euro.

<sup>2</sup> Il servizio può essere erogato direttamente dalle imprese distributrici solo nel caso in cui abbiano meno di 100.000 clienti; negli altri casi le imprese distributrici devono erogare il servizio attraverso apposite società di vendita.

dalle imprese di distribuzione o dalle società di vendita collegate a tali imprese, a condizioni e prezzi non discriminatori autonomamente definiti dalle stesse imprese esercenti. A partire dal 1° aprile 2008, in base alle disposizioni di cui al decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 23 novembre 2007, recante “*Modalità e criteri per assicurare il servizio di salvaguardia di cui all’articolo 1, comma 4, del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73/07, convertito con legge 3 agosto 2007, n. 125*”, il servizio sarà erogato da operatori individuati attraverso procedure concorsuali, a condizioni definite in esito alle procedure stesse, e nel rispetto delle disposizioni emanate dall’Autorità in attuazione del medesimo decreto.

- 1.8 Nel nuovo quadro normativo successivo all’1 luglio 2007, un importante elemento di novità riguarda l’identificazione dell’insieme dei clienti ai quali si possono applicare condizioni economiche di vendita definite dall’Autorità. Dal 1° luglio, infatti, per i clienti, diversi dai domestici e dalle piccole imprese, ammessi al servizio di salvaguardia non esistono più condizioni economiche di vendita garantite, ma unicamente prezzi di mercato definiti dagli esercenti la salvaguardia: per questi clienti il mercato funziona direttamente come meccanismo di tutela. L’interazione tra condizione economiche di tutela e funzionamento dei meccanismi concorrenziali è quindi circoscritta alle sole tipologie contrattuali di clienti inclusi nel servizio di maggior tutela. Di conseguenza, affinché tale interazione non dia luogo a distorsioni nella scelta tra mercato libero e maggior tutela da parte del cliente finale, occorre valutare come le modalità di determinazione delle condizioni economiche della maggior tutela possano influenzare la scelta di rimanere o meno nella maggior tutela stessa.
- 1.9 In merito ai clienti finali ammessi nella maggior tutela è da notare, tra l’altro, come la quasi totalità dei clienti aventi diritto al servizio di maggior tutela rientri anche tra i clienti soggetti alle regole di profilazione convenzionale dei consumi (cosiddetto *load profiling*). Pertanto, qualunque valutazione circa i criteri per la determinazione delle condizioni economiche di maggior tutela non può prescindere dalla normativa sul *load profiling*, recentemente innovata. La regolamentazione relativa alla profilazione convenzionale dei consumi per i clienti non trattati orari ha infatti un impatto diretto sui costi che un operatore sostiene per la fornitura dei propri clienti, in termini di acquisti dell’energia elettrica all’ingrosso e costi di dispacciamento.
- 1.10 L’impatto del *load profiling* sui costi dei soggetti che operano nella vendita di energia elettrica al dettaglio è un aspetto cruciale, su cui risulta necessario soffermarsi per impostare in maniera corretta la metodologia di determinazione e di aggiornamento delle condizioni economiche per il servizio di maggior tutela. I mercati elettrici sono normalmente caratterizzati da un disallineamento strutturale tra prezzi all’ingrosso e corrispettivi di vendita applicati ai clienti finali. In Italia, ad esempio, mentre i prezzi all’ingrosso sono definiti su base oraria, i corrispettivi di vendita al dettaglio sono, perlopiù, non articolati in funzione del periodo in cui il prelievo avviene o, al limite, definiti per raggruppamenti di ore (fasce orarie). Questa diversa struttura dei prezzi tra mercati all’ingrosso e mercati al dettaglio ha una molteplicità di ragioni: alcune che si possono definire “di sistema”, altre invece sono connesse con le preferenze dei consumatori ed i costi dei venditori.
- 1.11 Tra i vincoli di tipo sistemico il più importante riguarda la rilevazione dei consumi dei singoli clienti. Per poter applicare corrispettivi di vendita al dettaglio allineati ai prezzi all’ingrosso dell’energia elettrica, definiti su base oraria, in linea teorica sarebbe necessario rilevare e gestire da un punto di vista informativo i consumi di ciascun punto di prelievo in ogni ora dell’anno. Questo consentirebbe di dare a ciascun cliente un segnale di prezzo corretto, coerente con obiettivi sia di efficienza allocativa che di efficienza produttiva. D’altro canto, ciò richiederebbe la realizzazione di un sistema informativo molto complesso e, data la tecnologia oggi disponibile, estremamente costoso. Per questo l’Autorità ha previsto che una parte dei consumi non siano registrati ora per ora, ma su intervalli temporali più lunghi, anche nei casi in cui il misuratore è in grado di registrare i consumi orari. Questo intervallo intertemporale di registrazione dei consumi è:

1. l'anno, fino al 1° aprile 2008, ai sensi della deliberazione n. 118/03;
  2. il bimestre (convenzionale) a partire dal 1° aprile 2008, ai sensi della deliberazione n. 278/07<sup>3</sup>.
- 1.12 D'altro canto, poiché i prezzi all'ingrosso sono articolati su base oraria, permane la necessità di definire, sebbene in maniera convenzionale, una distribuzione oraria dei consumi dei clienti con riferimento ai punti di prelievo per i quali i consumi non sono registrati ora per ora (di seguito: clienti non trattati orari). A tale obiettivo risponde la disciplina relativa al *load profiling*.
- 1.13 La mancata rilevazione dei prelievi distintamente in ciascuna ora ha un impatto sui costi totali di approvvigionamento sostenuti dal venditore per l'energia elettrica destinata ai propri clienti. Infatti, in assenza di una rilevazione oraria, i prelievi attribuiti in ciascuna ora ai clienti non sono pari ai loro prelievi effettivi in tale ora, che il sistema non è appunto in grado di rilevare, ma ad una percentuale convenzionale dei loro prelievi annui.
- 1.14 Si noti che per rilevazione dei prelievi si intende la capacità del sistema non solo di misurare i consumi orari dei clienti, ma anche di elaborarli e trattarli ai fini della determinazione della quota di prelievo coperta da contratti di compravendita e di quella fornita ai clienti da Terna nell'ambito del dispacciamento. L'installazione di un misuratore atto a rilevare i consumi per ciascuna ora non è dunque condizione sufficiente perché quel punto di prelievo/cliente possa essere trattato su base oraria. Pertanto, anche nel caso in cui il misuratore installato presso il cliente fosse in grado di misurare l'energia elettrica prelevata in ciascuna ora, o per fascia oraria, ma tale punto/cliente non fosse trattato su base oraria il venditore avrebbe difficoltà ad utilizzare tale informazione sulla distribuzione dei consumi nella definizione dei corrispettivi di vendita. Un'articolazione temporale dei corrispettivi, ad esempio per fasce orarie, per tali clienti renderebbe infatti i ricavi da vendita dipendenti dal consumo effettivo del cliente nelle diverse fasce orarie. Ciò genererebbe un rischio per il venditore, poiché a tale variabilità dei ricavi non corrisponderebbe un'equivalente variabilità dei costi. Ad esempio se, a parità di altre condizioni, il cliente rispondesse ai segnali di prezzo differenziati per fascia oraria spostando i propri consumi dalle ore di punta alle ore vuote i ricavi si ridurrebbero, ma i costi di approvvigionamento resterebbero immutati.
- 1.15 Tenuto conto della disciplina attualmente prevista ai sensi della deliberazione n. 118/03, i costi di fornitura di un cliente non trattato su base oraria dipendono oltre che dai costi unitari di approvvigionamento del venditore in ciascuna ora, dai prelievi totali annui del cliente e dal profilo di prelievo orario attribuitogli nell'anno. Tale profilo è definito in base al prelievo di ogni area geografica di riferimento (PRA) ed è omotetico (ovvero presenta lo stesso tipo di morfologia pur non essendo strettamente il medesimo per tutti) per tutti i clienti non trattati orari appartenenti alla medesima area. In questo contesto, seguire un criterio di allineamento ai costi di approvvigionamento per i clienti non trattati orari significherebbe definire corrispettivi di vendita non articolati temporalmente (monorari), differenziati per area di riferimento, ma tutti uguali per i clienti non trattati orari e, quindi, indifferenziati per tipologia di cliente (domestici, bassa tensione non domestici, eccetera). Come sopra sottolineato, questa articolazione dei corrispettivi non rispecchia tuttavia la struttura dei prezzi all'ingrosso e, quanto più la domanda del cliente finale è elastica rispetto al prezzo, tanto più questa distorsione genera inefficienze allocative. In altri termini, i clienti finali, non ricevendo il segnale del prezzo all'ingrosso non modificano i consumi sulla base di questo prezzo, e quindi non internalizzano nei loro comportamenti di consumo i maggiori costi di produzione che una distribuzione dei consumi concentrata nelle ore di punta determina per il sistema.

---

<sup>3</sup> La deliberazione n. 278/07 ha approvato il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in ordine alla determinazione convenzionale per fasce orarie dei profili di prelievo dell'energia elettrica corrispondenti ai clienti finali con prelievi non trattati orari (load profiling per fasce) (TILP).

- 1.16 Con riferimento alla diversa articolazione dei corrispettivi di vendita, va infine precisato che, se anche tutti i clienti fossero trattati orari, i corrispettivi di vendita probabilmente non avrebbero una struttura analoga a quella dei costi di approvvigionamento e, in particolare, non sarebbero differenziati ora per ora. Questo, soprattutto, a causa di:
1. gli alti costi sopportati dal venditore per la gestione di contratti di compravendita con strutture di prezzo molto complesse, in particolare con riferimento ai clienti di piccole dimensioni. Si pensi, ad esempio, ai costi connessi con la fatturazione: corrispettivi orari richiederebbero un sistema di fatturazione con (potenzialmente) 8760 campi diversi, con valori che possono cambiare da cliente a cliente;
  2. la preferenza del cliente finale per strutture di prezzo semplici e inclusive di “coperture assicurative” implicite sul rischio prezzo e sul rischio volume connesso con l’acquisto di energia elettrica. Tali coperture si concretizzano nell’offerta da parte del venditore di corrispettivi non differenziati tra le diverse ore (o solo per gruppi di queste) e più o meno stabili nel tempo.
- 1.17 Come accennato al punto 1.11, le regole di determinazione dei profili di consumo convenzionali sono state modificate recentemente dall’Autorità, con decorrenza dal 1° aprile 2008. Questa nuova regolazione del *load profiling* modificherà la struttura dei costi di vendita sia dei venditori per il mercato libero, sia dell’Acquirente Unico, che servono i clienti aventi diritto al servizio di maggior tutela.
- 1.18 Nel complesso, i cambiamenti della regolazione del *load profiling* richiedono una riflessione circa l’opportunità di modificare la struttura e le modalità di quantificazione delle condizioni economiche applicate ai clienti ammessi al servizio di maggior tutela, definite sulla base di corrispettivi fissati dall’Autorità a copertura dei costi di approvvigionamento dell’energia elettrica, inclusi i costi per il servizio di dispacciamento, e dei costi di vendita.
- 1.19 Il presente documento per la consultazione si focalizza in particolare sui corrispettivi destinati alla copertura dei costi di acquisto e di dispacciamento (di seguito: corrispettivi PED), evidenziando le principali criticità connesse con l’attuale metodologia di determinazione ed aggiornamento e proponendo possibili modifiche del quadro regolatorio. Non vengono invece trattate in questa sede le problematiche relative ai costi di commercializzazione ed alla loro copertura, né con riferimento alle tariffe di trasmissione, distribuzione e misura per cui l’Autorità ha recentemente pubblicato appositi documenti per la consultazione<sup>4</sup>.
- 1.20 Il presente documento, dopo aver identificato nel paragrafo 2 i criteri che dovrebbero essere considerati per definire la metodologia di determinazione ed aggiornamento dei corrispettivi PED, prosegue con una descrizione della struttura attuale dei corrispettivi e delle modalità di aggiornamento (paragrafi 3 e 4). I paragrafi 5 e 6 presentano le principali novità, sinteticamente riassunte nel paragrafo 7, relative al 2008 e le possibili misure per correggere le criticità esistenti e conseguenti alle novità descritte. Il documento si chiude (paragrafo 8) con alcuni spunti in merito alla convergenza tra i criteri di aggiornamento delle condizioni economiche di vendita dell’energia elettrica e quelle di fornitura del gas naturale.

---

<sup>4</sup> Si vedano il Documento per la consultazione “Commercializzazione di energia elettrica e gas naturale nei mercati al dettaglio: orientamenti in tema di prezzi di commercializzazione nella vendita nell’ambito dei servizi di tutela e della remunerazione delle attività di commercializzazione nei medesimi servizi”, approvato dall’Autorità con atto n. 48/07 del 30 novembre 2007 e il Documento per la consultazione “Tariffe per l’erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica per il periodo 2008 – 2011 – Orientamenti finali”, approvato dall’Autorità con atto n. 47/07 del 30 novembre 2007.

## **2 Metodologia di determinazione ed aggiornamento dei corrispettivi PED: obiettivi e ambiti di intervento**

- 2.1 L'Autorità ritiene che la metodologia di quantificazione ed aggiornamento dei corrispettivi PED debba essere determinata tenendo conto degli obiettivi di carattere generale riportati nel seguito del presente paragrafo 2. Gli obiettivi di seguito delineati possono essere tra loro anche in contrapposizione: il perseguimento di uno potrebbe infatti comportare il mancato raggiungimento dell'altro.

### ***Obiettivo 1 – Minimizzazione delle distorsioni della concorrenza***

- 2.2 La minimizzazione delle distorsioni alla concorrenza deve essere in particolare perseguita con riferimento alla scelta che può effettuare il cliente tra servizio di maggior tutela e mercato libero. Conseguentemente è necessario eliminare o contenere le distorsioni derivanti, per ciascuna tipologia di cliente, da disallineamenti tra i corrispettivi PED ed i costi sostenuti dall'esercente per l'approvvigionamento dell'energia elettrica all'ingrosso (compresi i relativi servizi di dispacciamento).

### ***Obiettivo 2 – Coerenza con i prezzi all'ingrosso***

- 2.3 Il perseguimento di questo obiettivo si sostanzia nel trasferimento, anche ai clienti in maggior tutela non trattati orari, di segnali di prezzo il più possibile coerenti con il diverso valore dell'energia elettrica nel mercato all'ingrosso nei diversi periodi temporali, tipicamente periodi di punta e periodi fuori punta o fasce orarie.

### ***Obiettivo 3 – Contenimento della volatilità dei corrispettivi***

- 2.4 Si realizza attraverso la definizione di corrispettivi PED relativamente stabili nel tempo, anche a fronte di costi di approvvigionamento degli esercenti il servizio di maggior tutela che variano di mese in mese, possibilmente anche in misura rilevante. Questo obiettivo assume particolare rilievo per i clienti domestici.

### ***Obiettivo 4 – Semplificazione amministrativa e gestionale del servizio***

- 2.5 La semplificazione amministrativa e gestionale del servizio di maggior tutela si può perseguire preferendo, *ceteris paribus*, una metodologia di quantificazione ed aggiornamento dei corrispettivi PED che consenta di minimizzare gli oneri dei diversi soggetti coinvolti – ed in particolare degli esercenti la maggior tutela - connessi ad esempio con la gestione delle informazioni necessarie alla determinazione dei suddetti corrispettivi nonché alla gestione dei sistemi di fatturazione.

### ***Obiettivo 5 – Certezza delle condizioni economiche***

- 2.6 Il perseguimento di questo obiettivo si realizza attraverso la definizione di corrispettivi PED certi e noti al consumatore anteriormente al periodo di applicazione, per un periodo futuro sufficientemente lungo e che non siano soggetti a variazioni. Per poter dare totale certezza ai clienti sui livelli dei corrispettivi di vendita sarebbe tuttavia necessario agire sulla struttura dei costi di approvvigionamento dell'Acquirente Unico, in modo da assicurare la coerenza tra la dinamica dei costi e quella dei ricavi. Questo consentirebbe infatti di non dover prevedere meccanismi di recupero o di conguaglio delle differenze tra i valori stimati *ex-ante* e quelli a consuntivo. Ad oggi tuttavia il costo del portafoglio di contratti di approvvigionamento dell'Acquirente Unico è in larga parte dipendente dai prezzi di borsa e, pertanto, parzialmente incompatibile con la definizione *ex-ante* dei corrispettivi e con l'assenza di meccanismi di

recupero/conguaglio. E' comunque ragionevole pensare di poter mantenere soluzioni intermedie in cui i clienti conoscano in anticipo il valore dei corrispettivi ed eventuali scostamenti tra costi e ricavi sono compensati, così come avviene oggi, attraverso appositi meccanismi di recupero o di conguaglio.

### **Obiettivo 6 – Copertura dei costi di approvvigionamento**

2.7 Si realizza attraverso la garanzia della copertura dei costi sostenuti dagli esercenti la maggior tutela per l'acquisto dell'energia elettrica destinata ai clienti finali nel proprio ambito di erogazione del servizio. Ciò avviene anche attraverso meccanismi di compensazione delle differenze (recupero e perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica).

#### **Spunti per la consultazione**

- Q.1** *Si ritiene che gli obiettivi che l'Autorità deve perseguire nella metodologia di determinazione ed aggiornamento dei corrispettivi PED siano correttamente definiti? Se no, quali ulteriori obiettivi devono essere considerati?*
- Q.2** *Quale si ritiene debba essere l'ordine di priorità con cui gli obiettivi sopra descritti dovrebbero essere perseguiti?*

2.8 I possibili ambiti di intervento da parte dell'Autorità nella determinazione dei corrispettivi PED, da analizzare in relazione agli obiettivi sopra delineati, sono:

- a) la periodicità dell'aggiornamento dei corrispettivi (periodicità bimestrale, trimestrale, ecc);
- b) l'orizzonte temporale rispetto al quale sono calcolati i costi medi di approvvigionamento nella quantificazione dei corrispettivi (media bimestrale, media trimestrale, media annuale);
- c) i pesi da utilizzare per la ponderazione dei prezzi di cessione mensili nel calcolo dei corrispettivi (profili di prelievo convenzionale, profili definiti sulla base dei PRA);
- d) l'articolazione temporale dei corrispettivi (articolazione monoraria, bioraria, multioraria);
- e) la metodologia di quantificazione del recupero delle eventuali differenze tra costi di approvvigionamento e ricavi da vendita.

#### **Spunti per la consultazione**

- Q.3** *Si ritiene che gli ambiti di intervento rilevanti siano stati correttamente identificati? Se no, quali ulteriori ambiti di intervento devono essere considerati?*

### **3 Modalità in vigore per la determinazione ed l'aggiornamento dei corrispettivi PED**

3.1 Ad oggi, ciascun esercente la maggior tutela è tenuto ad offrire il servizio a condizioni definite dall'Autorità ed aggiornate trimestralmente. In particolare, l'articolo 7 del TIV<sup>5</sup>, prevede che ai clienti in maggior tutela siano applicati i seguenti corrispettivi:

1. il corrispettivo PED (*prezzo energia e dispacciamento*) che, come sopra evidenziato, è il corrispettivo a copertura dei costi sostenuti dagli esercenti per l'acquisto dell'energia elettrica destinata ai clienti in maggior tutela e per il connesso servizio di dispacciamento, definito come somma di due elementi:

<sup>5</sup> Il TIV è il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73/07 di cui all'Allegato A alla deliberazione n. 156/07.



- a. il “prezzo energia” (PE) e
  - b. il “prezzo dispacciamento” (PD);
2. il corrispettivo PPE (*prezzo perequazione energia*) e la componente UC1, a copertura degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di acquisto e dispacciamento dell’energia elettrica destinata al servizio di maggior tutela/mercato vincolato;
  3. il corrispettivo PCV (*prezzo commercializzazione vendita*), a copertura dei costi di commercializzazione sostenuti dall’ esercente la maggior tutela, i cui valori sono fissati nella tabella 1 del medesimo TIV, attualmente in corso di revisione<sup>6</sup>.
- 3.2 Come già sottolineato, il presente documento per la consultazione si focalizza sul corrispettivo PED, destinato alla copertura dei costi di acquisto e di dispacciamento dell’energia elettrica, definito dall’Autorità attualmente con cadenza trimestrale, la cui procedura di determinazione può essere concettualmente considerata come suddivisa in due fasi separate:
1. la prima fase, relativa alla stima *ex-ante* dei costi che saranno sostenuti dall’ esercente per l’approvvigionamento dell’energia elettrica (di seguito: *quantificazione dei costi attesi*);
  2. la seconda fase, relativa alla quantificazione *ex-post* del recupero necessario a ripianare eventuali differenziali tra i costi di approvvigionamento ed i ricavi da vendita effettivi di competenza del periodo rilevante (di seguito: *quantificazione del recupero*).
- 3.3 E’ importante ricordare che le modalità di determinazione ed aggiornamento del corrispettivo PED hanno un impatto diretto sul livello degli altri corrispettivi a copertura dei costi di acquisto e di dispacciamento (PPE e UC1) in quanto incidono sulle dinamiche dei ricavi da vendita e, conseguentemente sulla necessità di recupero.
- 3.4 I recuperi quantificati nella seconda fase della procedura di cui al punto 3.2 sono inseriti direttamente nel calcolo del corrispettivo PED, nel caso in cui la loro quantificazione sia effettuata entro l’ultimo aggiornamento dell’anno, cioè entro la fine del mese di settembre. I recuperi di competenza del periodo, ma quantificati successivamente all’aggiornamento del quarto trimestre, entrano nel meccanismo di perequazione dei costi di acquisto e dispacciamento dell’energia elettrica destinata al servizio di maggior tutela e sono recuperati attraverso gli appositi corrispettivi definiti dall’Autorità (PPE/UC1). In particolare, gli errori di stima non ancora recuperati entro l’aggiornamento relativo al quarto trimestre di un anno solare diventano parte delle partite economiche oggetto di perequazione effettuata una volta all’anno.
- 3.5 La modalità di determinazione del corrispettivo PED adottate dall’Autorità negli ultimi due trimestri del 2007, del tutto analoghe a quanto precedentemente previsto per la determinazione della componente CCA<sup>7</sup> per i clienti del mercato vincolato, vengono sintetizzate nel seguito del presente paragrafo 3.

### ***Fase 1: quantificazione dei costi attesi***

- 3.6 Per quel che riguarda la prima fase della procedura di cui al punto 3.2, le metodologie di calcolo dei corrispettivi PED sono differenziate in ragione della dotazione presso i punti di prelievo dei clienti finali di misuratore atto a misurare l’energia prelevata nelle fasce orarie.
- 3.7 Più precisamente, il corrispettivo PED viene determinato a partire dal prezzo di cessione (di seguito indicato anche come *pc*) definito dall’Acquirente unico per la copertura dei costi relativi al suo portafoglio di approvvigionamento dell’energia elettrica, pagato dall’ esercente la maggior tutela per servire i propri clienti, ed è articolato temporalmente in funzione della

<sup>6</sup> Si veda, a tale proposito, quanto evidenziato al precedente punto 1.19

<sup>7</sup> La componente CCA è stata, fino al 1° luglio 2007, la componente tariffaria a copertura dei costi di acquisto e di dispacciamento dell’energia elettrica destinata al mercato vincolato;

dotazione tecnologica (ovvero tipo di misuratore e relativa predisposizione) presso il cliente. In particolare, il corrispettivo PED è:

1. articolato nella fasce orarie F1, F2 e F3 per i clienti che già avevano un corrispettivo differenziato per le tre fasce orarie al 30 settembre 2007 (di seguito: clienti multiorari).
  2. articolato nella fasce orarie F1 e F23 per i clienti dotati di misuratore atto a rilevare l'energia elettrica per le tre fasce orarie<sup>8</sup> (di seguito: clienti biorari);
  3. uniforme in tutte le ore del trimestre per i clienti non dotati di un misuratore atto a rilevare l'energia elettrica per fascia oraria (di seguito: clienti monorari).
- 3.8 In altre parole, ai clienti finali dotati di misuratore atto a rilevare l'energia elettrica per le fasce orarie F1, F2 e F3 si applicano corrispettivi multiorari o biorari in funzione della data di richiesta di applicazione di una struttura dei corrispettivi differenziata per fascia. Per tutti i clienti finali che ne hanno fatto richiesta a partire dal 1° ottobre 2007, i corrispettivi applicati sono differenziati esclusivamente per le fasce F1 e F23.
- 3.9 Si noti che nell'attuale disciplina tutti i clienti ammessi al servizio di maggior tutela sono soggetti a profilazione convenzionale dei consumi, indipendentemente dal tipo di misuratore installato. Fanno eccezione solo i clienti in bassa tensione con potenza disponibile superiore ai 55 kW e con misuratore in grado di rilevare l'energia elettrica su base oraria; si tratta di circa 10.000 punti di prelievo in tutta Italia, compresi quelli del mercato libero. Come si vedrà meglio nei paragrafi successivi, le modifiche già adottate della regolamentazione del *load profiling* cambieranno questo contesto con decorrenza dal 1° aprile 2008. In particolare i clienti connessi in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 55 kW dovranno essere, a partire da tale data, trattati orari e non si può escludere che alcuni di questi clienti potrebbero avere i requisiti per l'ammissione al servizio di maggior tutela.
- 3.10 In generale, per i clienti multiorari e biorari i corrispettivi PED, ad esclusione di quelli applicati ai clienti domestici, sono differenziati per fascia oraria e sono calcolati con logica trimestrale, ossia fissando il prezzo di ciascuna fascia oraria in funzione della previsione del costo di approvvigionamento dell'energia elettrica da parte dell' esercente, relativamente a ciascuna fascia oraria, nei tre mesi successivi ai quali l'aggiornamento si riferisce. Ad esempio, nel mese di dicembre di ciascun anno l'Autorità elabora e determina i corrispettivi da applicare nel primo trimestre dell'anno successivo (gennaio-marzo) in funzione dei costi di approvvigionamento attesi per quel trimestre. Per i clienti monorari, invece, i corrispettivi, indifferenziati rispetto alle fasce orarie, sono calcolati con logica annuale, ossia fissando un prezzo in funzione della stima del costo medio annuo di approvvigionamento dell' esercente. Questo implica che, anche in assenza di errori di stima, i corrispettivi di vendita per i clienti monorari consentono la copertura dei costi solo su base annua. In ciascun trimestre i clienti pagano infatti un corrispettivo pari al costo medio annuo, relativo all'anno solare, che sarà tendenzialmente più alto del costo effettivo nel primo e nel quarto trimestre e più basso negli altri due trimestri.
- 3.11 Se non si considera la quota a copertura dell'eventuale recupero degli errori compiuti nella stima relativamente agli aggiornamenti precedenti, determinata nella seconda fase della procedura di cui al punto 3.2, il corrispettivo PED per i clienti multiorari, in ciascun trimestre (*trim*), è determinato come segue. Per ciascuna fascia oraria  $F$ , il corrispettivo PED è fissato pari ad una stima del valore medio ponderato dei prezzi di cessione nei tre mesi futuri di vigenza dei corrispettivi ( $\overline{pc}_m^F$ ), corretti per le perdite di energia elettrica sulla rete ( $\lambda$ ):

---

<sup>8</sup> L'Autorità intende come misuratore atto a rilevare l'energia elettrica per fasce orarie, un misuratore elettronico messo in servizio e programmato con le fasce orarie definite dalla deliberazione n. 181/06.

$$PED_{trim}^{Fj} = \frac{\sum_{m \in trim} \overline{pc}_m^{Fj} * \lambda * \alpha_m^{Fj}}{\sum_{m \in trim} \alpha_m^{Fj}}$$

$$\alpha_m^{Fj} = \frac{q_m^{-Fj}}{\sum_{Fi} \sum_{m \in anno} q_m^{-Fi}}$$

dove:

$Fj, Fi$  indica ciascuna fascia oraria F1, F2 e F3;

$\overline{pc}_m^F$  è la stima del prezzo di cessione, differenziato per fascia oraria ( $F$ ), che l' esercente pagherà all' Acquirente Unico in ciascun mese ( $m$ ) del trimestre ( $trim$ );

$q_m^F$  è il consumo standard di un cliente multiorario ammesso alla maggior tutela, nella fascia oraria  $F$  del mese  $m$ , determinato sulla base di rilevazioni campionarie;

$\alpha_m^F$  sono i pesi percentuali, definiti su base mensile ( $m$ ) e per ciascuna fascia oraria ( $F$ ), con cui vengono ponderati i prezzi mensili  $\overline{pc}_m^F$  nel calcolo della media;

$\lambda$  è il fattore di aumento del prezzo per tener conto delle perdite di energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione ed è differenziato in funzione del livello di tensione a cui il cliente è connesso.

3.12 A fronte di tali ricavi, l' esercente sostiene per questi clienti un costo di approvvigionamento che è pari, in ciascun mese del trimestre, al prodotto tra i prezzi effettivi di cessione per fascia relativi a tale mese ( $pc_m^F$ ) e l' energia elettrica destinata dall' esercente ai propri clienti in maggior tutela. Poiché oggi tutti i clienti in maggior tutela sono clienti non trattati orari, tale energia è attualmente pari, in ciascuna area di riferimento ed in ciascuna ora, ad una quota convenzionale del PRA, definita ai sensi dell' articolo 5 della deliberazione n. 118/03. Eventuali differenze tra l' energia elettrica complessivamente prelevata dai clienti ammessi alla maggior tutela e la somma su base annua dell' energia attribuita sulla base delle quote convenzionali sono regolate a conguaglio tra l' Acquirente Unico e Terna. E' tuttavia importante rilevare che il prezzo utilizzato per la valorizzazione del predetto conguaglio è diverso dal prezzo di cessione applicato su base mensile ( $pc_m^F$ )<sup>9</sup>. Si noti peraltro che la stessa regola di fatturazione ex-ante sulla base di una quantità di energia elettrica convenzionale e di conguaglio a posteriori delle differenze rispetto ai consumi effettivi si applica anche ai clienti non trattati orari del mercato libero.

3.13 Da quanto sopra descritto, è possibile concludere che, nella metodologia attuale, se si tiene conto delle compensazioni a conguaglio, gli scostamenti tra i ricavi da vendita derivanti dal corrispettivo PED applicato ai clienti multiorari ed i costi di approvvigionamento dipendono da tre fattori:

- a) possibili errori nella stima dei prezzi di cessione mensili pagati dall' esercente all' Acquirente Unico. Come già rilevato, questi prezzi sono definiti per fascia oraria, su base mensile ( $\overline{pc}_m^F$ ) (*errore prezzi*);

<sup>9</sup> Il prezzo del conguaglio ai fini del *load profiling* è infatti pari alla media ponderata sulla base del profilo del PRA dei valori orari del PUN aumentato degli oneri di dispacciamento.

- b) differenze tra i pesi standard utilizzati per ponderare i prezzi di cessione mensili nel calcolo della media trimestrale ( $\alpha_m^F$ ) ed i pesi corrispondenti al profilo del PRA ovvero il profilo di consumo attribuito, in ciascuna area di riferimento ed ai sensi del *load profiling* all'insieme dei clienti non trattati orari (*errore profilo*);
- c) differenze tra l'energia elettrica consumata effettivamente dai clienti multiorari, in ciascuna fascia oraria, nel trimestre e l'energia elettrica convenzionalmente attribuita nel trimestre a ciascuna fascia oraria, ai sensi del *load profiling* (*errore volumi*).

3.14 Inoltre, con riferimento alle distorsioni connesse con la definizione dei consumi dei clienti (punti b) e c) del precedente punto 3.12), è importante ricordare che il *load profiling* definisce profili di prelievo pari a quelli del PRA e quindi differenziati per area geografica. L'imposizione di un vincolo di uniformità delle condizioni economiche sul territorio nazionale genera quindi un ulteriore divario tra costi e ricavi in ciascuna area.

3.15 Un ragionamento simile a quello fatto per i clienti multiorari si applica ai clienti biorari, salvo che per questi clienti le fasce orarie sono due e non tre. Inoltre per i clienti biorari domestici il periodo temporale rispetto al quale viene calcolato il valore del corrispettivo in ciascuna fascia oraria è l'anno e non il trimestre<sup>10</sup>. I corrispettivi PED per i clienti biorari nel trimestre gennaio-marzo, ad esempio, sono determinati in ciascuna fascia oraria come stima della media ponderata dei prezzi di cessione della fascia nei mesi da gennaio a dicembre e non nel trimestre. L'allungamento del periodo rispetto al quale è calcolata la media, da un lato, riduce la variabilità del corrispettivo tra trimestri: dall'altro, però, aumenta i possibili errori di stima ed enfatizza il ruolo del recupero.

3.16 Per quanto riguarda invece i clienti monorari, se ancora si esclude il recupero quantificato nella seconda fase della procedura di cui al punto 3.2, il corrispettivo PED è determinato in ciascun trimestre come stima della media dei prezzi di cessione riferita all'anno solare. Tale media è ponderata in base al profilo di consumo standard di ciascuna tipologia contrattuale ( $\alpha_m^F$ ), in ogni mese dell'anno e corretta per le perdite ( $\lambda$ ).

$$PED_{trim} = \sum_{Fascia=1,2,3} \sum_{m \in anno} \overline{pc_m^F} * \lambda * \alpha_m^F$$

3.17 Come si può vedere, la formula per i clienti monorari è equivalente a quella prevista per i clienti multiorari, salvo che in questo caso il periodo rilevante per il calcolo della media è l'anno solare e non il trimestre e la media non è differenziata per fascia oraria.

3.18 La logica annuale della determinazione del corrispettivo PED monorario risulta coerente con un sistema in cui i costi di approvvigionamento sostenuti dall'Acquirente Unico, con particolare riferimento alle coperture, sono definiti su base annuale ed ha come principale finalità quella di rendere i corrispettivi all'interno dell'anno meno volatili, in quanto la stagionalità dei prezzi dell'energia elettrica viene mediata su base annua.

3.19 A ciascun aggiornamento il corrispettivo viene modificato per tener conto dei valori consuntivi dei prezzi di cessione e per migliorare la stima dei prezzi futuri. Infatti, trascurando il recupero, i livelli del corrispettivo PED per i clienti monorari, sono dimensionati considerando:

1. il consuntivo dei prezzi di cessione nei mesi dell'anno già trascorsi, quando disponibili;
2. la stima dei prezzi di cessione in mancanza dei consuntivi;
3. un profilo di prelievo standard relativo alla tipologia contrattuale cui il corrispettivo si riferisce per il calcolo delle quantità con cui ponderare i prezzi.

<sup>10</sup> La deliberazione 237/07 ha stabilito infatti che, con riferimento all'anno 2008, i valori dei corrispettivi PED vengano determinati sulla base della stima della media annuale del costo di approvvigionamento.

3.20 La struttura dei costi di approvvigionamento sostenuti dall'esercente la maggior tutela per i clienti monorari è uguale a quella dei clienti multiorari e di quelli biorari, in quanto tutti questi clienti non sono trattati orari. Di conseguenza, anche i tipi di distorsioni derivanti dalla metodologia di quantificazione adottata risultano equivalenti.

### ***Fase 2: quantificazione del recupero***

3.21 Il costo di approvvigionamento dell'energia elettrica rappresenta un costo *pass through* per l'esercente la maggior tutela, fatto salvo il riconoscimento standard delle perdite di rete. Per questo motivo, eventuali differenze tra ricavi e costi da vendita dovute ad errori di stima dei prezzi, dei profili di consumo e dei volumi dei clienti devono essere recuperate dai medesimi esercenti.

3.22 Il recupero viene attuato attraverso un meccanismo di "compensazione scorrevole" in cui la differenza tra i prezzi di cessione stimati ex ante all'inizio di ciascun trimestre e i prezzi di cessione a consuntivo viene quantificata e moltiplicata per le quantità di energia elettrica effettivamente acquistate dall'insieme degli esercenti la maggior tutela per i propri clienti in regime di maggior tutela. L'ammontare così determinato viene considerato come un costo di approvvigionamento e recuperato tramite l'adeguamento del successivo corrispettivo PED.

3.23 Più precisamente, quantificato il "recupero" complessivo necessario a correggere gli errori di stima, viene definita un'aliquota media a copertura di detto ammontare, tenendo conto delle previsioni dell'Acquirente Unico relative alla domanda di energia elettrica dei clienti tutelati nel semestre successivo. L'aliquota di recupero non è differenziata per fasce orarie e viene applicata indifferenziata per tutte le tipologie contrattuali.

## **4 Criticità circa le modalità vigenti di determinazione ed aggiornamento del corrispettivo PED nel nuovo contesto**

4.1 Alla luce di quanto esposto nei paragrafi precedenti, con riferimento agli obiettivi identificati nel paragrafo 2 per la definizione delle condizioni economiche della maggior tutela ed alle modalità oggi in vigore per la determinazione dei corrispettivi, di seguito vengono riportate le valutazioni circa il perseguimento degli obiettivi sulla base degli ambiti di intervento dell'Autorità indicati al paragrafo 2.8.

### ***Periodicità dell'aggiornamento***

4.2 L'aggiornamento del corrispettivo PED è oggi effettuato dall'Autorità ogni tre mesi, con riferimento ai quattro trimestri contenuti nell'anno solare. Per i clienti multiorari e biorari non domestici, questo richiede di stimare le variabili rilevanti per la determinazione ex-ante dei corrispettivi con un orizzonte temporale di tre mesi rispetto il momento dell'aggiornamento: a dicembre di un anno, ad esempio, si definiscono i corrispettivi per il trimestre gennaio-marzo dell'anno successivo, avendo in genere a disposizione informazioni storiche fino a novembre<sup>11</sup>. Per i clienti monorari, invece l'aggiornamento trimestrale è calcolato ogni tre mesi sulla base delle stime dei costi di approvvigionamento e del profilo di consumo per l'intero anno solare a cui il trimestre appartiene. Nel corso dell'anno ad ogni successivo aggiornamento aumentano le informazioni a consuntivo e si riducono i possibili errori di stima. Per tutte le tipologie contrattuali la periodicità dell'aggiornamento incide inoltre sulla tempestività nell'applicazione dell'aliquota di recupero: più frequente è l'aggiornamento dei corrispettivi, più spesso vengono

---

<sup>11</sup> Si noti che non tutti i dati sono disponibili con la stessa tempistica. Ad esempio, il costo degli sbilanciamenti relativi al mese di novembre non sono disponibili al momento dell'aggiornamento a fine anno per il trimestre gennaio-marzo.

riviste le stime, quantificati eventuali errori e, se necessario, recuperati gli scostamenti tra ricavi e costi attraverso una correzione dei corrispettivi per i periodi futuri<sup>12</sup>.

- 4.3 In generale, più è breve il periodo dell'aggiornamento, maggiore è la coerenza tra corrispettivi di vendita e costi (aderenza **Obiettivo 1**). D'altro canto un accorciamento del periodo può portare ad un aumento della variabilità dei corrispettivi (non aderenza **Obiettivo 3**).

#### ***Orizzonte temporale per il calcolo dei costi medi di approvvigionamento nella determinazione dei corrispettivi di vendita***

4.4 Oggi l'orizzonte temporale per il calcolo dei costi medi di approvvigionamento nella determinazione dei corrispettivi di vendita è trimestrale per i clienti multiorari e biorari non domestici ed annuale per gli altri. Il diverso criterio seguito nella determinazione dei corrispettivi si giustifica sulla base di obiettivi di efficienza allocativa di sistema, almeno con riferimento ai clienti che, sebbene non trattati orari, siano dotati di misuratore atto a rilevare l'energia elettrica per fascia oraria. L'efficienza allocativa di sistema richiede infatti che i corrispettivi applicati ai clienti riflettano, per quanto possibile, il costo causato al sistema dal loro comportamento. Tali obiettivi sono perseguiti attraverso segnali di prezzo differenziati in funzione del periodo di prelievo dell'energia elettrica e con dinamiche temporali vicine a quelle dei prezzi nel mercato all'ingrosso (aderenza **Obiettivo 2**). Si ricorda tuttavia che, poiché i clienti multiorari ammessi alla maggior tutela sono clienti generalmente non trattati orari, e non essendo oggi ancora in vigore il *load profiling* per fasce, il perseguimento di questo obiettivo implica un allontanamento dei corrispettivi di vendita applicati ai clienti dai costi di approvvigionamento sostenuti dall'Acquirente Unico (non aderenza **Obiettivo 1**).

4.5 In generale, più l'orizzonte temporale rispetto al quale si calcolano i costi medi di approvvigionamento nella determinazione dei corrispettivi di vendita corrisponde all'orizzonte temporale rispetto al quale sono determinati i costi di approvvigionamento dell'energia elettrica all'ingrosso, maggiore è la coerenza tra il valore dei corrispettivi di vendita ed i costi sostenuti dagli esercenti per ciascuna tipologia di clienti ammessi alla maggior tutela. Al limite, poiché i prezzi di cessione dall'Acquirente Unico agli esercenti la maggior tutela sono definiti su base mensile, se l'orizzonte temporale di calcolo dei corrispettivi di vendita fosse il mese non vi sarebbero problemi di stima dei profili di prelievo per la ponderazione dei prezzi mensili (parametri  $\alpha_m^F$ ) nel calcolo dei corrispettivi, perlomeno con riferimento ai clienti multiorari. L'accorciamento dell'orizzonte temporale consente quindi di ridurre l'impatto di eventuali errori nella determinazione dei pesi per la ponderazione dei prezzi mensili.

#### ***Articolazione temporale dei corrispettivi***

4.6 Oggi l'articolazione temporale dei corrispettivi è definita in funzione delle caratteristiche del misuratore installato presso il cliente. In particolare, nel caso in cui il misuratore sia in grado di rilevare l'energia elettrica prelevata per gruppi di ore (fascia oraria), i corrispettivi sono differenziati temporalmente. Questo consente di dare al cliente un segnale di prezzo vicino al valore dell'energia elettrica nel mercato all'ingrosso (aderenza **Obiettivo 2**). Anche in questo caso, tuttavia, non essendo oggi in vigore il *load profiling* per fasce, tale articolazione temporale implica un allontanamento dei corrispettivi di vendita applicati ai clienti dai costi di approvvigionamento sostenuti dall'Acquirente Unico per l'energia elettrica venduta a detti clienti. (non aderenza **Obiettivo 1**). Va inoltre considerato che il differenziale dei prezzi per fasce orarie potrebbe aumentare, in quanto dipende dalla ripartizione dei consumi effettivi del

---

<sup>12</sup> In realtà occorre anche valutare, fino a che punto aumentare la periodicità dell'aggiornamento permette di utilizzare un numero maggiore di dati di consuntivo piuttosto che dati previsionali.

cliente e dalla variabilità tra trimestri dei corrispettivi medi di vendita applicati al medesimo cliente (non aderenza **Obiettivo 3**).

#### ***Pesi da utilizzare per la ponderazione dei prezzi di cessione mensili nel calcolo dei corrispettivi***

- 4.7 Oggi gli esercenti la maggior tutela corrispondono all'Acquirente Unico una media dei prezzi di cessione, determinata utilizzando come pesi la distribuzione nelle diverse fasce orarie del prelievo residuo d'area, PRA, definito ai sensi della delibera n. 118/03, mentre incassano dei corrispettivi di vendita determinati sulla base dei profili standard nazionali differenziati per tipologia contrattuale, definiti sulla base di rilevazioni campionarie.
- 4.8 Questo ha due effetti: da un lato, genera un disallineamento tra costi e ricavi da vendita degli esercenti, che è poi regolato attraverso i meccanismi di perequazione sull'energia elettrica e, dall'altro, implica un allontanamento dei corrispettivi di vendita dal valore di mercato dell'energia elettrica venduta ai clienti localizzati in diverse aree di riferimento e/o appartenenti a diverse tipologie caratterizzate da profili standard nazionali diversi<sup>13</sup>. Va infatti ricordato che l'effettiva distribuzione dei consumi dei clienti domestici e delle piccole imprese non rileva, se non in quanto parte del profilo di prelievo complessivo dei clienti non trattati orari, ai fini della determinazione dei costi di approvvigionamento per questi clienti. In quest'ottica si può dire che la metodologia attuale determina dei sussidi incrociati tra tipologie di clienti e tra clienti localizzati in diverse aree di riferimento (non aderenza all'**Obiettivo 1**).
- 4.9 Le citate distorsioni naturalmente possono alterare le dinamiche concorrenziali, in particolare con riferimento alla scelta del cliente tra mercato tutelato e mercato libero. D'altro canto, l'utilizzo di profili differenziati per tipologia ed uniformi sul territorio nazionale ha risposto storicamente a criteri di equità. La conoscenza dei profili utilizzati ai fini della determinazione del PED da parte del venditore risulta un elemento positivo in termini di certezza e conoscenza degli operatori medesimi (aderenza **Obiettivo 4**).

#### ***La metodologia di quantificazione del recupero***

- 4.10 Con riferimento al recupero, occorre considerare che la quantificazione degli importi da recuperare avviene sulla base dell'errore commesso nella stima dei prezzi di cessione, rispetto a quelli effettivamente applicati dall'Acquirente Unico. L'errore di stima dei prezzi unitari viene poi moltiplicato per l'energia elettrica venduta dall'Acquirente Unico all'insieme degli esercenti la maggior tutela, per quantificare l'ammontare totale da recuperare. Questo ammontare viene tradotto in un'aliquota unitaria (c€/kWh) dividendo per la domanda attesa dei clienti tutelati nei sei mesi successivi.
- 4.11 È importante sottolineare come la metodologia di calcolo del recupero oggi vigente rappresenti un punto di equilibrio tra esigenze di tempestività nel recupero dei costi di approvvigionamento, da un lato, e di semplicità e trasparenza del relativo calcolo, dall'altro. Il confronto dei soli prezzi di cessione e l'utilizzo delle sole quantità cedute dall'Acquirente Unico per il calcolo non consentono infatti una determinazione puntuale delle necessità di recupero, in particolare con riferimento ai clienti monorari. Va per altro sottolineato che una quantificazione precisa dell'ammontare da recuperare in ciascun trimestre richiederebbe la raccolta di informazioni aggiuntive rispetto a quelle oggi disponibili all'Autorità. A tale proposito si veda il successivo paragrafo 6.
- 4.12 In particolare, la metodologia attualmente vigente trascura alcuni elementi. Per i clienti monorari, ad esempio, bisognerebbe considerare che errori nella stima dei prezzi di cessione

---

<sup>13</sup> In particolare, i profili standard utilizzati ai fini della determinazione dei corrispettivi di vendita di maggior tutela sono tre, differenziati tra loro: quello relativo ai clienti domestici, quello relativo ai clienti in bassa tensione altri usi e quello relativo alla bassa tensione illuminazione pubblica.

hanno un impatto sui ricavi che non si esaurisce nel trimestre oggetto dell'aggiornamento. I corrispettivi PED sono infatti determinati in ciascun trimestre come media annua dei prezzi mensili: se, in occasione di un aggiornamento, vengono riviste – ad esempio al ribasso – le previsioni dei prezzi di cessione relative a trimestri futuri, nella quantificazione del recupero si dovrebbe tenere conto che i corrispettivi applicati precedentemente erano – *ceteris paribus* – più alti di quanto necessario. Inoltre, si dovrebbe considerare che una quantificazione degli importi da recuperare pari al prodotto tra la differenza tra i prezzi di cessione stimati ex ante e quelli effettivamente realizzati per i volumi approvvigionati nel periodo presuppone che i corrispettivi PED futuri siano determinati utilizzando - per i mesi dell'anno già trascorsi - prezzi di cessione pari a quelli stimati ex ante e non pari a quelli effettivamente realizzati. In generale, un calcolo preciso del recupero dovrebbe partire dai ricavi da vendita per confrontarli con i costi di approvvigionamento.

4.13 Nel metodo attualmente vigente il confronto tra ricavi e costi relativi ad un anno avviene a consuntivo attraverso gli appositi meccanismi di perequazione dell'energia elettrica.

#### **Spunti per la consultazione**

**Q.4** *Si ritiene che le criticità dell'attuale metodologia siano state correttamente identificate? Se no, quale ulteriori criticità devono essere considerate?*

### **5 Elementi di novità ed impatto sulle condizioni economiche della maggior tutela**

5.1 Come accennato in premessa, i principali elementi di novità rilevanti nella valutazione delle modalità da adottare per l'aggiornamento dei corrispettivi PED sono:

- a) il completamento del processo di liberalizzazione della vendita di energia elettrica;
- b) il nuovo quadro normativo degli obblighi di servizio pubblico e di servizio universale di cui alla legge n.125/07;
- c) la revisione della disciplina del *load profiling*.

5.2 Con riferimento ai primi due elementi, è importante sottolineare come la completa liberalizzazione del mercato accresca l'importanza di avere corrispettivi di vendita di maggior tutela coerenti con i costi sostenuti per servire il cliente finale, al fine di evitare che la scelta di permanere nel servizio di maggior tutela o di andare sul mercato libero sia indotta da distorsioni regolatorie tra diversi gruppi di clienti e/o tra diversi periodi temporali.

5.3 Si noti, tra l'altro, come la possibilità del cliente finale di scegliere tra servizio di maggior tutela e mercato libero renda di fatto insostenibile nel medio periodo l'applicazione di corrispettivi di vendita strutturalmente disallineati rispetto ai costi di approvvigionamento prevalenti nel mercato. Infatti, se ad alcune tipologie di clienti del servizio di maggior tutela fossero applicati corrispettivi stabilmente superiori ai costi, si genererebbe uno spostamento massiccio di questi clienti verso le più convenienti offerte del mercato libero. Questo, posto il vincolo di equilibrio economico e finanziario dell'Acquirente Unico e degli esercenti la maggior tutela, renderebbe economicamente insostenibile l'applicazione di corrispettivi inferiori ai costi per le altre tipologie.

5.4 Per quanto riguarda invece il terzo elemento, cioè la modifica della disciplina del *load profiling*, si è già sottolineato nei paragrafi precedenti il forte impatto che questa ha sulle modalità di determinazione ed aggiornamento dei corrispettivi di vendita di maggior tutela. In particolare, le modifiche della disciplina del *load profiling* incidono, *ceteris paribus*, sulla struttura dei costi per l'acquisto dell'energia elettrica all'ingrosso e per il dispacciamento sostenuti dagli operatori per fornire i propri clienti non trattati orari.



- 5.5 Ciò tende a ridurre l'impatto di alcuni elementi critici dell'attuale metodologia di quantificazione dei corrispettivi, anche se richiede di ripensare la modalità di determinazione dei corrispettivi PED.
- 5.6 I principali elementi di novità della disciplina del *load profiling* relativi ai clienti in maggior tutela e rilevanti per questo documento per la consultazione sono:
1. il trattamento su base oraria dei clienti con potenza disponibile superiore a 55 kW serviti nell'ambito della maggior tutela. Nella disciplina attuale questi clienti sono nella grande maggioranza soggetti a *load profiling*;
  2. la rilevazione per le fasce orarie F1, F2 e F3 dell'energia elettrica prelevata dai clienti con misuratore telegestito e potenza disponibile non superiore a 55 kW (di seguito: punti di prelievi trattati per fasce). Nella disciplina attuale la rilevazione riguarda il totale dei prelievi dei clienti non trattati orari, senza distinzione per fascia oraria;
  3. la rilevazione al termine di ogni bimestre convenzionale dell'energia elettrica prelevata da ciascun cliente con punto di prelievo trattato per fasce. Nella disciplina attuale la rilevazione dell'energia elettrica prelevata dai clienti non trattati orari è annuale;
  4. il riferimento a bimestri convenzionali per la profilazione dei clienti. Il bimestre convenzionale è definito come un periodo di due mesi che inizia il primo giorno di ciascun mese con numerario pari e termina l'ultimo giorno del mese successivo (febbraio-marzo; aprile-maggio; giugno-luglio; agosto-settembre; ottobre-novembre; dicembre-gennaio).
- 5.7 Questa nuova disciplina sarà tuttavia applicata gradualmente e, pertanto, nel 2008 non riguarderà tutti i punti di prelievo, ma comunque una base sostanziale di essi. Più precisamente, la profilazione non articolata per fasce orarie (trattamento monorario) continuerà ad applicarsi ai clienti connessi in bassa tensione con potenza disponibile non superiore a 55 kW senza misuratore elettronico o con misuratore elettronico non messo in servizio (non teleletto).

## **6 Valutazioni circa le modalità di determinazione ed aggiornamento dei corrispettivi PED nel nuovo contesto**

- 6.1 La nuova disciplina di *load profiling* per fasce consente di rilevare in maniera molto più puntuale i consumi e pertanto le responsabilità di costo dei diversi clienti e, di conseguenza, di ridurre se non eliminare alcune distorsioni attualmente presenti tra corrispettivi di vendita di maggior tutela, costi sostenuti dall'esercente per l'acquisto dell'energia elettrica all'ingrosso e il dispacciamento, nonché prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica.
- 6.2 Nel seguito del presente paragrafo vengono analizzati singolarmente i diversi ambiti di intervento possibili.

### ***Periodicità dell'aggiornamento***

- 6.3 Una caratteristica del *load profiling* per fasce, importante ai fini della definizione della periodicità di aggiornamento dei corrispettivi PED, è la rilevazione bimestrale dei consumi dei clienti non trattati orari e trattati per fasce al termine di ciascun bimestre convenzionale. L'attuale periodicità trimestrale dell'aggiornamento non è infatti pienamente coerente con la nuova rilevazione dei consumi su base bimestrale. Un aggiornamento trimestrale richiederebbe di attribuire sulla base di una metodologia standard (ad esempio, il pro-die) i consumi rilevati in un bimestre convenzionale ai singoli mesi appartenenti a trimestri diversi. Ad esempio, i consumi rilevati nel bimestre convenzionale giugno-luglio dovrebbero essere attribuiti in parte al secondo trimestre (aprile-maggio-giugno) ed in parte al terzo trimestre (luglio-agosto-settembre), ai fini dell'applicazione dei corrispettivi di vendita. Questo tipo di soluzione aumenterebbe la complessità del sistema (non aderenza **Obiettivo 4**) e allontanerebbe la

struttura dei ricavi da quella dei costi (non aderenza **Obiettivo 1**). Di conseguenza, coerentemente con la struttura del *load profiling* per fasce, l'aggiornamento dovrebbe essere effettuato bimestralmente o per multipli di bimestre. Inoltre, se si volesse mantenere un allineamento tra la struttura dei costi e quella dei ricavi e, allo stesso tempo contenere la volatilità dei corrispettivi (aderenza **Obiettivo 3**), una soluzione alternativa al mantenimento del trimestre sarebbe quella di allungare il periodo di aggiornamento a multipli del bimestre convenzionale (ad esempio quadrimestre o semestre).

- 6.4 L'opportunità di prevedere corrispettivi costanti con riferimento a ciascun quadrimestre o semestre convenzionale (ad eccezione eventualmente del bimestre dicembre-gennaio di cui si dirà successivamente) richiede, tra l'altro, di valutare al termine di quale mese effettuare l'ultimo aggiornamento di un anno solare ed il primo aggiornamento dell'anno solare successivo. La valutazione riguarda se sia preferibile, in caso ad esempio si scelga una periodicità dell'aggiornamento quadrimestrale, prevedere l'aggiornamento alla fine del mese di settembre per i due bimestri convenzionali ottobre-novembre e dicembre-gennaio oppure alla fine di novembre per i due bimestri convenzionali dicembre-gennaio e febbraio-marzo. Nel primo caso (aggiornamento a fine settembre) si rischierebbe di avere ben pochi elementi ai fini della previsione dei costi di approvvigionamento sostenuti da Acquirente Unico per il mese di gennaio successivo. Nell'altro caso (aggiornamento a fine novembre) si disporrebbe sicuramente di più precise informazioni, ma rimangono comunque elementi di incertezza rispetto al set di informazioni di cui si può disporre, ad esempio, a fine dicembre (ovvero sia per il mese di gennaio che per il bimestre febbraio-marzo).
- 6.5 In ogni caso, procedere all'aggiornamento dei corrispettivi PED con riferimento a periodi multipli dei bimestri convenzionali impone di valutare il criterio con cui debbano essere determinati detti corrispettivi in occasione dell'ultimo aggiornamento di un anno e se, in particolare, questi debbano essere differenziati per i periodi afferenti ai due anni solari (quello che si sta concludendo e quello nuovo che deve iniziare), cui gli stessi si dovranno applicare. Si consideri a titolo di esempio il caso in cui l'aggiornamento avvenga sulla base delle seguenti ipotesi: periodicità di aggiornamento quadrimestrale, orizzonte temporale di calcolo dei corrispettivi annuale e ultimo aggiornamento dell'anno a fine novembre. In questo caso, i corrispettivi PED potrebbero alternativamente essere determinati:
- a) con valori diversi per il mese di dicembre e per il trimestre gennaio-marzo;
  - b) con valori uguali per l'intero periodo dicembre-marzo, definiti come media ponderata dei corrispettivi che sarebbero determinati qualora si adottasse la soluzione a).
- 6.6 Nel caso considerato, inoltre, i valori dei corrispettivi PED dell'ultimo aggiornamento, dato l'orizzonte annuale di determinazione degli stessi, sarebbero ciascuno rispondenti alla stima del costo medio di fornitura su base annua: in particolare quelli relativi a dicembre sarebbero riferiti all'anno che si sta per concludere e quelli relativi al trimestre gennaio-marzo riferiti all'anno che sta per iniziare.

### ***Orizzonte temporale per il calcolo dei costi medi di approvvigionamento nella determinazione dei corrispettivi di vendita***

- 6.7 Con riferimento all'orizzonte temporale per il calcolo dei costi medi di approvvigionamento nella determinazione dei corrispettivi di vendita, bisogna distinguere tra:
- a) clienti a cui, transitoriamente, si applica il trattamento monorario<sup>14</sup>;

---

<sup>14</sup> Ai sensi della deliberazione n.278/07 sono i punti di prelievo relativi ai clienti connessi in bassa tensione con potenza disponibile non superiore a 55 kW senza misuratore elettronico o con misuratore elettronico non messo in servizio

- b) clienti a cui si applica il trattamento per fasce,
- c) clienti trattati orari.

- 6.8 Per quanto riguarda la prima categoria di clienti, va ricordato che un allineamento della struttura dei ricavi a quella dei costi richiederebbe la definizione di corrispettivi monorari calcolati in ciascun periodo di aggiornamento come media annua dei prezzi di cessione stimati. Per questi clienti si applicano i ragionamenti già svolti nel paragrafo 3 con riferimento alla metodologia vigente.
- 6.9 Per quanto riguarda gli altri clienti trattati per fasce di cui alla lettera b) del punto 6.7, bisogna invece valutare l'opportunità di adottare – almeno per un periodo transitorio - l'orizzonte temporale annuale. Una simile scelta consentirebbe di garantire ai clienti finali la stabilità dei corrispettivi nel tempo loro oggi consentita in caso di applicazione di corrispettivi monorari. D'altra parte, una simile scelta deve essere valutata a fronte della possibile distorsione derivante da una distribuzione effettiva dei consumi tra i diversi bimestri convenzionali diversa da quella implicita nell'adozione di profili di consumo standard.
- 6.10A riguardo si deve osservare che, con riferimento ai clienti domestici, questa distorsione sembra assumere valore economico contenuto, sia a causa dell'entità del loro consumo annuo che della distribuzione normale dello stesso in corso d'anno. Considerazioni diverse sembrano invece valere con riferimento ai clienti in bassa tensione non domestici. Si ricorda, a tale proposito, che l'allineamento alla struttura di costo per i clienti cui si applica il trattamento per fasce porterebbe alla scelta del bimestre convenzionale quale orizzonte temporale rispetto al quale calcolare la media. (aderenza **Obiettivo 1**).
- 6.11 Infine, con riferimento ai clienti trattati orari di cui alla lettera c) del punto 6.7, che appartengono solo alla tipologia contrattuale bassa tensione non domestici, l'obiettivo di minimizzazione delle distorsioni implicherebbe il calcolo di medie mensili (aderenza **Obiettivo 1**). Questo, d'altro canto porterebbe ad un aumento degli oneri amministrativi (non aderenza **Obiettivo 4**) e della volatilità per i clienti finali (non aderenza **Obiettivo 3**).

#### **Articolazione temporale dei corrispettivi**

- 6.12 Nel caso dei clienti trattati per fasce, l'applicazione di corrispettivi di vendita che non prevedano un'articolazione per fascia oraria genera il rischio di trovare anche rilevanti differenze rispetto ai costi sostenuti per servire detti clienti. Al tempo stesso, si deve rilevare che, quanto più è lasciata al cliente l'opportunità di scegliere<sup>15</sup> tra corrispettivi di vendita articolati o meno per fascia oraria, tanto più il profilo di consumo medio dei clienti che non scelgono corrispettivi di vendita articolati per fascia oraria sarà distribuito nelle fasce orarie in cui l'energia ha un costo maggiore.
- 6.13 La prevedibile autoselezione dei consumatori comporta – *ceteris paribus* - un maggior rischio che la contemporanea applicazione di corrispettivi sia articolati per fascia oraria che monorari non consenta al venditore di recuperare i costi sostenuti per l'approvvigionamento dell'energia elettrica all'ingrosso, qualora i corrispettivi monorari siano determinati utilizzando un profilo standard di consumo medio di tipologia ovvero utilizzando un profilo standard di consumo che non sconta il diverso profilo di consumo dei clienti cui si applicano corrispettivi articolati per fascia oraria.
- 6.14 Quanto sopra evidenziato deve essere tenuto opportunamente in considerazione al fine di decidere:

---

<sup>15</sup> Tale scelta può essere esercitata anche passando dalla maggior tutela al mercato libero scegliendo un fornitore che applica corrispettivi di vendita differenziati per fascia oraria.

- a) tra una regolazione che permetta ai clienti finali di scegliere l'applicazione di corrispettivi articolati per fascia oraria o meno piuttosto che, alternativamente, prevedere l'applicazione di corrispettivi articolati per fascia per tutti i clienti cui si applichi il trattamento per fasce;
- b) i pesi (ovvero del profilo di consumo) da utilizzare per la ponderazione dei prezzi di cessione mensili nel calcolo dei corrispettivi di vendita di maggior tutela monorari.

6.15A tale proposito è importante ricordare che, nel sistema attuale, è lasciata ai clienti la facoltà di chiedere il passaggio a corrispettivi per fascia qualora dispongano di un misuratore elettronico installato ( entro 90 giorni dalla richiesta). Come evidenziato nel punto 3.8, se tale richiesta è stata effettuata successivamente al 30 settembre 2007, i corrispettivi applicati risultano differenziati per le fasce orarie F1 e F23.

***Pesi da utilizzare per la ponderazione dei prezzi di cessione mensili nel calcolo dei corrispettivi***

6.16L'impatto della distorsione dovuta all'applicazione di profili di consumo standard definiti su base campionaria sarà – almeno parzialmente - attenuato dalla nuova disciplina del *load profiling* grazie a diversi fattori.

6.17Innanzitutto, il TILP prevede una componente compensativa a correzione di questa distorsione per i clienti non trattati orari ai quali, transitoriamente, non si applichi il trattamento per fasce<sup>16</sup>. In secondo luogo, per i clienti cui si applica il trattamento monorario, il *load profiling* per fascia/bimestre dovrebbe portare ad un avvicinamento dei profili convenzionali ai profili di prelievo effettivi e, di conseguenza, ai profili standard per tipologia. Questi ultimi, essendo determinati sulla base di rilevazioni statistiche dei consumi effettivi di un campione di clienti in un dato anno, dovrebbero infatti rappresentare una buona approssimazione del profilo effettivo.

6.18Inoltre, la scelta dei bimestri convenzionali per la profilazione dei consumi dovrebbe consentire, per ciascuna fascia oraria, di aggregare nel bimestre ore relativamente uniformi in termini di valore dell'energia elettrica all'ingrosso. Una ridotta variabilità dei prezzi di cessione all'interno del bimestre ridurrebbe l'impatto di eventuali distorsioni relative ai pesi utilizzati per calcolare il corrispettivo medio bimestrale. Se, in estremo, i prezzi di cessione fossero identici nei due mesi appartenenti al bimestre, errori di ponderazione diventerebbero irrilevanti.

6.19Tutto questo dovrebbe contribuire a realizzare una maggior corrispondenza tra il costo di approvvigionamento corrispondente al profilo di consumo attribuito ai venditori dei clienti cui si applica il trattamento per fasce e il costo di approvvigionamento corrispondente al profilo di consumo standard utilizzato per la determinazione dei corrispettivi di vendita di maggior tutela (aderenza ***Obiettivo 1***).

6.20Non è, viceversa, corretta la distorsione dovuta al fatto che i profili di consumo standard utilizzati per la determinazione dei corrispettivi PED sono riferiti ad un campione di consumatori medio nazionale per tipologia (domestici e bassa tensione non domestici), mentre il profilo di consumo attribuito ai fornitori dei clienti cui si applica il *load profiling* è differenziato per area geografica (non aderenza ***Obiettivo 1***). Del resto, la scelta di corrispettivi unici a livello nazionale nell'ambito del servizio di maggior tutela risponde, come già sopra evidenziato, ad obiettivi di equità che include anche la parità di trattamento dei clienti sul territorio nazionale oltre che al dettato normativo della legge n. 125/07, laddove dispone la definizione di condizioni economiche standard del servizio.

---

<sup>16</sup> Si ricorda che, tuttavia, la componente compensativa è posta pari a zero per tutto il 2008.

## **Metodologia di quantificazione del recupero**

6.21 Con riferimento alle modalità di quantificazione degli importi da recuperare, le criticità già oggi presenti vengono intensificate dal completamento del processo di liberalizzazione. Ciò impone che la quantificazione degli importi da recuperare sia la più corretta possibile e che il recupero di detti importi sia tempestivo, al fine di evitare distorsioni nelle scelte di accesso al mercato libero (aderenza **Obiettivo 1**). Inoltre, l'eventuale modifica della periodicità dell'aggiornamento impone di rivalutare l'orizzonte temporale rispetto al quale sono recuperati gli importi quantificati in occasione di ciascun aggiornamento; l'attuale orizzonte semestrale potrebbe infatti essere inadeguato qualora la nuova periodicità dell'aggiornamento avesse cadenza quadrimestrale.

### **Spunti per la consultazione**

**Q.5** *Si condividono le valutazioni circa le modalità di determinazione ed aggiornamento dei corrispettivi PED nel nuovo contesto sopra esposte? Se no, quali ulteriori valutazioni devono essere considerate?*

## **7 Ipotesi di intervento**

7.1 Alla luce delle considerazioni sviluppate nei precedenti paragrafi, l'Autorità è orientata a modificare le modalità di determinazione dei corrispettivi PED come di seguito illustrato.

### **Periodicità dell'aggiornamento**

7.2 Si ritiene opportuno mantenere l'attuale periodicità trimestrale per il solo prossimo aggiornamento: trimestre gennaio-marzo 2008. A partire dall'aggiornamento successivo (31 marzo 2008) si propone che la periodicità dell'aggiornamento abbia cadenza quadrimestrale. Questo consente di rendere coerente la periodicità degli aggiornamenti a quella delle rilevazioni dei consumi prevista dal *load profiling* per fasce, oltre a realizzare un buon compromesso tra l'avvicinamento della struttura dei ricavi a quella dei costi di approvvigionamento e il contenimento degli oneri amministrativi.

7.3 Quindi, si propone di procedere all'aggiornamento dei corrispettivi PED al termine dei mesi di marzo, luglio e novembre rispettivamente per i quadrimestri aprile-luglio; agosto-novembre e dicembre-marzo.

7.4 L'adozione a partire dall'aggiornamento di fine marzo 2008 di una periodicità di aggiornamento quadrimestrale che aggrega coppie di bimestri convenzionali, consente il perseguimento di molteplici obiettivi. In primo luogo, consente di minimizzare gli oneri amministrativi (aderenza **Obiettivo 04**). Infatti, nel caso dei clienti trattati per fasce, l'aggiornamento quadrimestrale non richiede di attribuire i consumi ai due distinti mesi di un bimestre convenzionale. In secondo luogo, la periodicità quadrimestrale appare, come detto, un giusto compromesso tra:

- gli obiettivi di garantire stabilizzazione e certezza per i clienti dei valori dei corrispettivi applicati in un orizzonte temporale adeguatamente lungo (aderenza **Obiettivo 5**);
- gli obiettivi di minimizzazione degli importi oggetto di recupero (aderenza **Obiettivo 4**).

7.5 La scelta di procedere all'ultimo aggiornamento annuale al termine del mese di novembre è quella che sembra meglio rispondere all'obiettivo (aderenza **Obiettivo 1**) di minimizzazione delle distorsioni nella scelta del cliente tra mercato tutelato e mercato libero, anche in ragione

della tempistica tipica con cui hanno luogo le contrattazioni sul mercato libero per le forniture con inizio primo gennaio.

### **Spunti per la consultazione**

**Q.6** *Si condivide la proposta dell'Autorità con riferimento al periodo di aggiornamento?*

#### ***Orizzonte temporale per il calcolo dei costi medi di approvvigionamento nella determinazione dei corrispettivi di vendita***

- 7.6 Si propone di adottare un orizzonte temporale annuale sia per i corrispettivi monorari (sia per i clienti domestici che per quelli in bassa tensione non domestici), che per quelli multiorari e biorari applicati ai clienti domestici. Viceversa, nel caso dei corrispettivi multiorari e biorari applicati ai clienti in bassa tensione non domestici si propone di applicare un orizzonte temporale bimestrale o, eventualmente, quadrimestrale.
- 7.7 Per quanto riguarda i clienti in bassa tensione altri usi trattati monorari ed i clienti domestici, ciò consente di perseguire pienamente l'obiettivo di stabilizzazione dei corrispettivi di vendita (aderenza **Obiettivo 3**) e di ottenere al tempo stesso un buon allineamento tra i corrispettivi di vendita di maggior tutela ed i costi sostenuti dall'esercente per l'approvvigionamento dell'energia elettrica all'ingrosso (aderenza **Obiettivo 01**). Infatti nel caso dei clienti trattati monorari l'aderenza tra corrispettivi e costi sostenuti è pienamente conseguita.
- 7.8 Viceversa, nel caso dei corrispettivi multiorari e biorari applicati ai clienti in bassa tensione non domestici si ritiene che l'obiettivo di stabilizzazione dei corrispettivi abbia rilevanza minore (non aderenza **Obiettivo 3**) rispetto a quello di contenere le possibili distorsioni nella scelta tra mercato libero e servizio di maggior tutela (aderenza **Obiettivo 01**).
- 7.9 Con riferimento alla determinazione dei corrispettivi di vendita da applicare ai consumi del periodo dicembre-marzo, si propone di non differenziare il valore dei corrispettivi in relazione all'anno cui il consumo fa riferimento. Pertanto, nel caso dei corrispettivi applicabili ai clienti domestici, nonché di quelli monorari applicabili ai clienti in bassa tensione non domestici, si propone che i corrispettivi di vendita abbiano il medesimo valore con riferimento a tutti e quattro i mesi (anche se differenziati per fascia oraria per i corrispettivi multiorari e biorari) e siano pari alla somma dei seguenti elementi:
- la media dei corrispettivi che sarebbero determinati separatamente per il mese di dicembre ed il trimestre gennaio-marzo avendo a riferimento per ciascuno di questi il costo medio di fornitura dell'anno cui gli stessi periodi appartengono; e
  - la componente di recupero determinata sulla base della metodologia di seguito illustrata.
- 7.10 Nel caso dei corrispettivi multiorari e biorari applicabili ai clienti in bassa tensione non domestici, invece, si propone che i corrispettivi di vendita abbiano il medesimo valore con riferimento a ciascuna fascia oraria (o gruppo di fasce orarie) di ciascuno dei due bimestri convenzionali (ovvero a tutti e quattro i mesi qualora si intenda adottare per questi corrispettivi un orizzonte temporale quadrimestrale) e siano pari alla somma dei seguenti elementi:
- la media dei corrispettivi che sarebbero determinati separatamente per il mese di dicembre ed il mese di gennaio (ovvero per il mese di dicembre ed il trimestre gennaio-marzo qualora si intenda adottare per questi corrispettivi un orizzonte temporale quadrimestrale); e
  - la componente di recupero determinata sulla base della metodologia di seguito illustrata.

7.11 Questa scelta sembra la più idonea in particolare con riferimento al perseguimento dell'obiettivo di contenimento dei costi amministrativi (aderenza **Obiettivo 4**), senza peraltro incidere sensibilmente sul perseguimento degli altri obiettivi (non aderenza **Obiettivi 1 e 3**).

**Spunti per la consultazione**

**Q.7** *Si condivide la proposta dell'Autorità con riferimento all'orizzonte temporale da utilizzare per il calcolo dei costi medi?*

**Q.8** *Si condivide la modalità di aggiornamento proposta dall'Autorità per l'aggiornamento del quadrimestre dicembre-marzo?*

**Pesi da utilizzare per la ponderazione dei prezzi di cessione mensili nel calcolo dei corrispettivi**

7.12 Si propone che, con riferimento ai corrispettivi articolati per fascia oraria, siano utilizzati i profili di consumo standard della tipologia contrattuale di appartenenza del cliente. Ciò consente di mantenere una continuità con la metodologia utilizzata sino ad oggi senza indurre rilevanti distorsioni alla concorrenza (aderenza **Obiettivo 1**).

7.13 Per i corrispettivi non articolati per fascia oraria, la valutazione dei pesi da utilizzare dipende, come detto, dalla possibilità eventualmente consentita ai clienti trattati per fasce di scegliere tra corrispettivi articolati per fascia o meno.

7.14 Pertanto, anche in un'ottica di gradualità, si propone che anche i corrispettivi non articolati per fascia oraria siano determinati utilizzando i pesi impliciti nei profili di consumo standard oggi utilizzati e che, nei casi in cui i clienti siano trattati per fasce, a partire dal primo bimestre successivo, ai medesimi clienti siano applicati i corrispettivi articolati per fascia oraria. Prevedere l'applicazione obbligatoria di corrispettivi articolati per fascia ai clienti trattati per fasce consente di perseguire efficacemente sia l'obiettivo di trasferire – a questi clienti - segnali di prezzo coerenti il diverso valore dell'energia elettrica nel mercato all'ingrosso nei diversi periodi temporali (aderenza **Obiettivo 2**), sia l'obiettivo di minimizzazione delle distorsioni rispetto al mercato libero (aderenza **Obiettivo 1**).

7.15 Anche in ragione di ciò, l'Autorità propone che nei casi in cui ad un cliente trattato per fasce, a partire dal primo bimestre successivo al cliente siano applicati i corrispettivi articolati per fascia oraria (bioraria o eventualmente multioraria), senza possibilità di ritorno al monorario. L'Autorità intende affiancare questo intervento con un'attenta attività di monitoraggio circa la diffusione dell'applicazione ai clienti finali del trattamento per fasce anche al fine di evitare comportamenti discriminatori. Inoltre l'Autorità intende valutare la necessità di rendere disponibili informazioni ai venditori e ai clienti finali circa i tempi di diffusione dell'applicazione ai clienti finali del trattamento per fasce nonché l'attuale trattamento dei punti di prelievo.

**Spunti per la consultazione**

**Q.9** *Si condivide la proposta dell'Autorità con riferimento alla definizione dei pesi da utilizzare per il calcolo dei corrispettivi PED?*

**Q.10** *Si condivide la proposta di applicare il corrispettivo PED differenziato per fascia ad un cliente trattato per fascia a partire dal primo bimestre successivo? Se no, si ritiene che l'applicazione del corrispettivo PED differenziato per fascia debba essere effettuata a partire dal secondo bimestre successivo?*

### **Metodologia di quantificazione del recupero**

- 7.16 Si propone di modificare l'attuale metodologia prevedendo che gli importi da recuperare siano determinati in ciascun quadrimestre confrontando la stima dei costi che si prevede l'Acquirente Unico sosterrà nell'anno per l'approvvigionamento dell'energia elettrica all'ingrosso e dei relativi servizi di dispacciamento ed il gettito del corrispettivo PED atteso per il medesimo anno.
- 7.17 Al fine di una migliore determinazione del gettito atteso è opportuno prevedere che gli esercenti la maggior tutela comunichino periodicamente all'Autorità informazioni relative ai consumi dei clienti serviti disaggregati per tipologia contrattuale e struttura di corrispettivi PED applicati.
- 7.18 Nel valutare il tipo di informazioni che gli esercenti la maggior tutela sarebbero tenuti a comunicare ed eventualmente la frequenza delle stesse, si devono contemperare esigenze di minimizzazione degli errori commessi nella quantificazione del recupero (aderenza **Obiettivo 1**) con esigenze di semplificazione del processo amministrativo (aderenza **Obiettivo 4**).
- 7.19 L'Autorità ritiene che un giusto compromesso tra i due obiettivi suddetti sia quello di prevedere che gli esercenti la maggior tutela siano tenuti a comunicare l'energia elettrica complessivamente attribuita in applicazione delle disposizioni della disciplina del *load profiling* nell'anno convenzionale precedente, in ciascuna fascia oraria ed in ciascun bimestre convenzionale, distintamente per:
- a) l'insieme dei clienti domestici ammessi alla maggior tutela cui sarà applicato nel bimestre successivo il trattamento per fasce;
  - b) l'insieme dei clienti domestici ammessi alla maggior tutela diversi da quelli di cui al precedente lettera a);
  - c) l'insieme dei clienti in bassa tensione non domestici ammessi alla maggior tutela cui sarà applicato nel bimestre successivo il trattamento per fasce;
  - d) l'insieme dei clienti in bassa tensione non domestici ammessi alla maggior tutela diversi da quelli di cui alla precedente lettera c);
  - e) l'insieme dei clienti in bassa tensione illuminazione pubblica ammessi alla maggior tutela;
  - f) il numero dei punti trattati per fasce sul totale dei punti di prelievo serviti.
- 7.20 Le comunicazioni di cui al punto precedente dovranno essere fatte entro il quindicesimo giorno del mese in cui ha luogo l'aggiornamento dei corrispettivi relativo al quadrimestre successivo.
- 7.21 Tali dati, corretti per tener conto delle perdite di rete standard, dovrebbero consentire di determinare con buona approssimazione il gettito atteso dall'applicazione dei corrispettivi di vendita ripartendo la domanda di energia elettrica del mercato di maggior tutela in ciascuna fascia oraria, comunicata dall'Acquirente Unico, tra le diverse strutture di corrispettivi utilizzando come pesi le informazioni ottenute dagli esercenti la maggior tutela. In particolare, si assumerà che l'energia consumata in ciascuna fascia oraria di ciascun bimestre da ciascun insieme di clienti di cui al precedente punto 7.19 sia pari al prodotto tra:
- la domanda complessiva (effettiva e/o stimata dall'Acquirente Unico) del mercato di maggior tutela nella medesima fascia oraria e
  - il valore assunto sulla base delle comunicazioni di cui al precedente punto 7.19 dalla quota dell'energia elettrica attribuita all'insieme di clienti interessato nella corrispondente fascia oraria dell'anno convenzionale precedente, rispetto all'energia elettrica complessivamente attribuita nel medesimo periodo alla somma degli insiemi di clienti di cui al medesimo punto 7.19.



7.22 Inoltre, si propone di procedere, di norma, al pieno recupero degli importi nei corrispettivi applicati nel quadrimestre successivo al mese in cui ha luogo l'aggiornamento, fatte salve situazioni di straordinaria criticità.

7.23 La proposta di modifica delle modalità di quantificazione degli importi oggetto del recupero e della modalità di determinazione dei corrispondenti corrispettivi, è finalizzata all'obiettivo di ridurre le discriminazioni tra corrispettivi applicati nel mercato libero e quelli previsti nella maggior tutela (aderenza **Obiettivo 1**), evitando che errori nella quantificazione degli importi oggetto del recupero diano luogo a necessità di modificare i corrispettivi di vendita relativi a periodi di tempo molto lontani rispetto a quelli in cui si è commesso l'errore di stima che ha dato luogo all'esigenza di recupero (non aderenza **Obiettivo 5**).

7.24 Al tempo, stesso, l'insieme di informazioni richiesto agli esercenti la maggior tutela pare il minimo necessario al perseguimento dell'obiettivo di cui sopra; ed è quindi compatibile con l'obiettivo di contenimento dei costi amministrativi (aderenza **Obiettivo 4**). D'altra parte, tuttavia, la previsione che il recupero degli importi avvenga ordinariamente nei corrispettivi applicati nel quadrimestre successivo (e non più nei sei mesi successivi) potrebbe aumentare la volatilità dei medesimi corrispettivi (non aderenza **Obiettivo 3**).

#### Spunti per la consultazione

**Q.11** *Si condivide la proposta dell'Autorità con riferimento alla quantificazione del recupero?*

**Q.12** *Si condivide che il recupero avvenga, di norma, nei corrispettivi applicati nel quadrimestre successivo al mese in cui ha luogo l'aggiornamento, fatte salve situazioni di straordinaria criticità?*

7.25 La tabella successiva mostra la sintesi delle ipotesi di intervento sulla determinazione ed aggiornamento dei corrispettivi PED proposta nel presente paragrafo.

Ambito di intervento	Proposta di intervento	
	Clienti domestici	Altri clienti in maggior tutela
Periodicità aggiornamento	Ogni <b>4 mesi</b> a partire dal 1° marzo 2008. In particolare l'aggiornamento viene riferito ai seguenti quadrimestri: aprile – luglio; agosto – novembre e dicembre – marzo.	
Orizzonte temporale per il calcolo dei costi medi di approvvigionamento	Per corrispettivi <b>monorari</b> : anno. Per corrispettivi <b>multiorari/biorari</b> : anno.	Per corrispettivi <b>monorari</b> : anno. Per corrispettivi <b>multiorari/biorari</b> : bimestre o quadrimestre.
<i>Calcolo corrispettivi per quadrimestre dicembre - marzo</i>	Corrispettivi con medesimo valore per tutto il quadrimestre, calcolato come somma dei seguenti elementi: a) media dei corrispettivi che si sarebbero determinati separatamente per il mese di dicembre e per il trimestre gennaio – marzo; b) componente di recupero.	
Pesi da utilizzare	Per corrispettivi <b>monorari</b> : determinati sulla base dei profili standard uguali (per l'anno 2008) a quelli utilizzati ad oggi. Per corrispettivi <b>multiorari/biorari</b> : determinati sulla base dei profili standard uguali a quelli utilizzati ad oggi.	
<i>Trattamento per fascia del cliente</i>	Applicazione obbligatoria di corrispettivi <b>multiorari/biorari</b> a partire dal primo bimestre successivo all'inizio del trattamento per fascia.	

Quantificazione del recupero	Determinazione al termine di ciascun quadrimestre come differenza tra: a) la stima dei costi annui di approvvigionamento dell'Acquirente unico; b) la stima del gettito del corrispettivo PED su base annua.
<i>Comunicazioni periodiche tra Acquirente unico e esercenti la maggior tutela</i>	Obbligo di comunicazione entro il 15 marzo, il 15 luglio ed il 15 novembre di ciascun anno dell'energia elettrica attribuita in applicazione delle disposizioni della disciplina del <i>load profiling</i> nell'anno solare precedente, distinta per ciascun bimestre convenzionale e per: a) insieme dei clienti domestici l'insieme dei clienti domestici ammessi alla maggior tutela cui sarà applicato nel bimestre successivo il trattamento per fasce; b) l'insieme dei clienti domestici ammessi alla maggior tutela diversi da quelli di cui al precedente punto a); c) l'insieme dei clienti in bassa tensione altri usi ammessi alla maggior tutela cui sarà applicato nel bimestre successivo il trattamento per fasce; d) l'insieme dei clienti in bassa tensione altri usi ammessi alla maggior tutela diversi da quelli di cui al precedente punto c); e) l'insieme dei clienti in bassa tensione illuminazione pubblica ammessi alla maggior tutela; f) il numero dei punti trattati per fasce sul totale dei punti di prelievo serviti.

## 8 Orientamenti generali per la revisione dei criteri di aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale

8.1 Alcune delle ipotesi formulate nei precedenti paragrafi tendono a disallineare anche con riferimento alla periodicità di aggiornamento la revisione delle modalità di aggiornamento delle condizioni economiche di vendita dell'energia elettrica rispetto ai vigenti criteri per condizioni economiche di fornitura di gas naturale.

8.2 Con riferimento alle modalità di determinazione delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale, l'Autorità ha già previsto, dalla delibera n. 195/02, come modificata dalle delibere n. 134/06 e 79/07, all'articolo 1, comma 3.2, che parte dei criteri di aggiornamento applicati per il periodo 1 luglio 2006 – 30 giugno 2008 siano oggetto di verifica entro detto periodo<sup>17</sup>.

8.3 Nell'ambito di questa verifica, l'Autorità, pur non trascurando le differenze tra i due settori, soprattutto per quanto riguarda la fase dell'approvvigionamento, ed in specie dei differenti assetti della vendita al dettaglio e dei relativi regimi di tutela, intende valutare:

- la valenza di alcuni degli obiettivi esposti nel precedente 2 anche con riferimento al settore gas;
- la possibilità di uniformare alcuni dei parametri delle modalità di indicizzazione nei settori dell'elettricità e del gas naturale.

8.4 Rimandando ad un apposito documento per la consultazione la disamina puntuale di tutti gli elementi rilevanti per l'indicizzazione delle condizioni economiche di fornitura per il gas

<sup>17</sup> La verifica riguarda: 1) la quota QF pari a 0,0389 centesimi di €/MJ (0,389 €/GJ) inclusa nel corrispettivo variabile relativo alla commercializzazione all'ingrosso di cui all'articolo 7 della deliberazione n. 138/03; 2) il calcolo di ΔQE mediante una delle formule di cui al punto 2 dell'allegato A alla delibera n. 195/02.

naturale e delle possibili proposte di modifica, il presente documento intende ugualmente sollecitare i soggetti interessati circa l'opportunità di uniformare alcuni aspetti dei criteri di aggiornamento nei due settori.

**Spunti per la consultazione**

- Q.13** *Si condivide l'opportunità di rivedere le modalità di aggiornamento della quota a copertura dei costi di approvvigionamento compresa nel corrispettivo di commercializzazione all'ingrosso delle condizioni economiche di fornitura della deliberazione n. 138/03 in ottica convergente tra settore gas e settore elettrico? Per quali ragioni?*
- Q.14** *Quali dei parametri dell'indicizzazione possono essere uniformati tra i due settori (ad es. la frequenza di aggiornamento)? Per quali ragioni?*