

Atto n. 33/07

**DETERMINAZIONE CONVENZIONALE PER FASCE ORARIE DEI PROFILI DI
PRELIEVO DELL'ENERGIA ELETTRICA FORNITA AI CLIENTI FINALI NON
TRATTATI SU BASE ORARIA**

Seconda consultazione – Orientamenti finali

Documento per la consultazione

1 agosto 2007

Mercato di incidenza: energia elettrica

Premessa

Il presente documento per la consultazione presenta gli orientamenti finali dell'Autorità in materia di determinazione convenzionale per fasce orarie dei profili di prelievo dell'energia elettrica fornita ai clienti finali non trattati su base oraria, a seguito delle osservazioni al precedente documento per la consultazione 18 giugno 2007.

Gli orientamenti finali formulati nel presente documento includono, oltre alla descrizione in dettaglio della proposta finale del meccanismo di profilazione convenzionale per fasce, le modalità applicative che consentono di tenere conto di un profilo specifico dei clienti finali domestici nella determinazione dei profili di orari di prelievo utilizzati per il congruaggio delle partite economiche nell'ambito del dispacciamento, anche per il periodo compreso tra l'avvio dell'operatività del nuovo meccanismo proposto, previsto per l'1 gennaio 2008, e l'attivazione dei misuratori in grado di rilevare l'energia elettrica prelevata in ciascuna fascia oraria. Tale previsione è finalizzata a superare il corrente meccanismo di profilazione convenzionale, stabilito con deliberazione n. 118/03, che, attribuendo un unico profilo a tutti i punti di prelievo non trattati orari presenta elementi di criticità a seguito della completa apertura del mercato anche alla clientela domestica a partire dall'1 luglio 2007.

Il documento illustra, infatti, il percorso di implementazione progressivo del meccanismo di determinazione convenzionale. Tale percorso è stato individuato con l'obiettivo di trasferire il segnale economico relativo all'andamento reale dei prelievi più corretto possibile, tenendo conto dei vincoli tecnologici e procedurali ancora presenti nel settore per qualche anno.

I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità, per iscritto, le loro osservazioni e le loro proposte entro il 17 settembre 2007.

Indirizzo a cui far pervenire osservazioni e suggerimenti:

Autorità per l'energia elettrica e il gas
Direzione Mercati
Unità Dispacciamento, Trasporto/Trasmissione e Stoccaggio
Piazza Cavour 5 – 20121 Milano
tel. 02.655.65.336/387
fax 02.655.65.222
e-mail: mercati@autorita.energia.it
sito internet: www.autorita.energia.it

INDICE

<i>Premessa</i>	2
1. Introduzione	4
2. Sintesi delle motivazioni alla base degli interventi e delle osservazioni degli operatori alla I consultazione.....	6
Contesto normativo di riferimento e motivazioni alla base degli interventi.....	6
Sintesi delle osservazioni al primo documento consultazione.....	7
3. Individuazione delle opzioni preferite dall’Autorità.....	10
Trattamento orario, per fasce e monorario: l’opzione preferita	10
La procedura di conguaglio: le opzioni e la relativa valutazione	15
4. Il meccanismo di load profiling per fasce nell’opzione proposta dall’Autorità	16
Premessa.....	16
Calcolo dei coefficienti di ripartizione.....	17
Determinazione dell’energia prelevata ai fini del dispacciamento	20
Il conguaglio periodico	21
Registrazione delle misure sincronizzata al termine di ciascun periodo di conguaglio e messa a disposizione dei dati di misura agli utenti del dispacciamento	23
Obblighi a carico delle imprese distributrici.....	24
Obblighi a carico di Terna	26
5. Le modalità di applicazione del load profiling per fasce	27
I due meccanismi	27
Meccanismo di profilazione convenzionale semplificato.....	29
Obblighi informativi a carico degli operatori	31

1. Introduzione

- 1.1. Con la deliberazione 21 novembre 2006, n. 256/06 (di seguito: deliberazione n. 256/06), l'Autorità ha avviato il procedimento per la definizione delle modalità di determinazione convenzionale dell'energia elettrica prelevata nell'ambito del servizio di dispacciamento. Inoltre, l'Autorità ha inserito tale procedimento tra i procedimenti soggetti all'analisi di impatto della regolazione (di seguito: Air) nel corso dell'anno 2007.
- 1.2. Conformemente alle indicazioni delle procedure Air, in data 18 giugno 2007 è stato emanato il primo documento per la consultazione "Determinazione convenzionale per fasce orarie dei profili di prelievo dell'energia elettrica fornita ai clienti finali non trattati su base oraria" (di seguito: primo documento) con l'intento di:
 - illustrare e discutere il possibile approccio metodologico che modifica il meccanismo di profilazione convenzionale attualmente stabilito con la deliberazione 30 ottobre 2003, n. 118/03, per tener conto dei prelievi di energia elettrica in determinati raggruppamenti orari al fine di poter trasferire, seppur nell'ambito dell'applicazione di una profilazione convenzionale dei prelievi, un segnale all'utente del dispacciamento, e quindi al cliente finale, circa il valore dell'energia elettrica nei diversi raggruppamenti orari;
 - presentare i profili legati all'implementazione del modificato meccanismo di profilazione, ovvero alle attività strettamente *ex-ante*, e alla procedura di conguaglio connessa, ovvero alle attività inerenti l'*ex-post*, sollecitando commenti e suggerimenti da parte dei soggetti interessati al provvedimento;
 - delineare gli obiettivi generali e specifici che l'Autorità si prefigge di raggiungere con l'intervento regolatorio in esame;
 - presentare alcune possibili opzioni in merito all'applicazione dei meccanismi vigenti e/o innovativi, includendo anche l'eventuale opzione 0 quale opzione di "non modifica", o con minime variazioni, della regolazione esistente;
 - confrontare tra loro le opzioni prospettate rispetto agli obiettivi generali e specifici dell'intervento regolatorio.
- 1.3. In data 9 luglio 2007 è stato inoltre organizzato un seminario sul primo documento (di seguito: seminario), cui sono stati invitati tutti i soggetti interessati allo scopo di fornire chiarimenti ed approfondimenti sulle tematiche affrontate, volti a facilitare la formulazione delle osservazioni al primo documento e raccogliere in via preliminare riscontri dagli operatori.
- 1.4. Le osservazioni inviate al primo documento entro il termine del 23 luglio 2007 esprimono generale apprezzamento per il procedimento in oggetto e condivisione dell'obiettivo generale di trasferimento del segnale dell'energia elettrica che tenga conto dell'andamento dei prelievi nel tempo.
- 1.5. L'Autorità, a partire dall'esame delle osservazioni pervenute e tenendo altresì conto delle analisi condotte in materia dagli uffici dell'Autorità, ha predisposto il presente documento per la consultazione con il quale intende:
 - puntualizzare il corrente contesto normativo e sintetizzare le risposte degli operatori in merito all'effettiva fattibilità delle opzioni proposte, con particolare attenzione alle tempistiche e alle modalità di implementazione del nuovo meccanismo di profilazione convenzionale per fasce; alla trattazione di tali aspetti è dedicato il capitolo 2;

- valutare nel dettaglio le opzioni ritenute fattibili e quelle preferite, alla luce degli obiettivi riportati nel primo documento, anche per il tramite di considerazioni tecniche e quantitative; alla trattazione di tali aspetti è dedicato il capitolo 3;
- descrivere nel dettaglio la configurazione che il nuovo meccanismo di profilazione convenzionale per fasce assume a seguito dell'identificazione delle opzioni preferite, con riferimento alle soluzioni che nel primo documento erano state poste in consultazione; alla trattazione di tali aspetti è dedicato il capitolo 4;
- illustrare le modalità di applicazione del nuovo meccanismo di profilazione convenzionale a partire dall'1 gennaio 2008, definite in modo tale da consentire di tenere conto di un profilo specifico dei clienti finali domestici nella determinazione dei profili di orari di prelievo utilizzati per il congruaggio delle partite economiche nell'ambito del dispacciamento anche per il periodo precedente l'attivazione dei misuratori in grado di rilevare l'energia elettrica prelevata in ciascuna fascia oraria; alla trattazione di tali aspetti è dedicato il capitolo 5;

1.6. Come esplicitato nel primo documento, uno degli obiettivi generali alla base dell'intervento è il trasferimento agli utenti del dispacciamento (nel seguito: UdD), e di conseguenza ai clienti finali, di un segnale di prezzo coerente con l'andamento effettivo dei loro prelievi; la profilazione convenzionale per fasce, basata su dati di misura differenziati per raggruppamento orario, rappresenta una efficace soluzione a questa esigenza.

1.7. La rilevazione dei dati di misura differenziati per raggruppamento orario è uno dei requisiti funzionali obbligatori dei misuratori introdotti con la deliberazione n. 292/06 (di seguito: misuratori elettronici), le cui tempistiche di installazione sono riassunte nella tabella seguente:

DATA art. 8 - del. 292/06	INSTALLATI
31/12/2008	25%
31/12/2009	65%
31/12/2010	90%
31/12/2011	95%

Le tempistiche stabilite dall'Autorità mostrano che nei prossimi anni ancora un rilevante numero di punti di prelievo non saranno dotati di misuratori elettronici in grado di rilevare l'energia elettrica prelevata in ciascuna delle fasce orarie.

1.8. D'altro canto, nel nuovo assetto normativo entrato in vigore dal primo luglio 2007 conseguentemente alla completa liberalizzazione del servizio di vendita, i clienti domestici e le piccole e medie imprese che non scelgono di passare al mercato libero sono ricompresi nel servizio di maggior tutela, per il quale l'Autorità definisce i prezzi di vendita dell'energia elettrica, distinti per clienti domestici e clienti non domestici e determinati sulla base di un profilo per categoria che tiene conto dell'andamento medio su base nazionale dei prelievi dei punti appartenenti alle suddette categorie.

Il profilo assunto dal prelievo residuo di area, definito ai sensi della deliberazione n. 118/03 e applicato in maniera indifferenziata a tutti i punti di prelievo del mercato libero non trattati orari, risulta di fatto economicamente più oneroso per la clientela domestica e può ritardarne l'accesso al medesimo mercato.

1.9. La predetta criticità, che viene automaticamente meno nel momento in cui in una determinata area sono disponibili le misure per fascia almeno per la gran parte dei clienti finali non domestici e le medesime misure vengono utilizzate nel meccanismo di profilazione illustrato al capitolo 4 del presente documento, può essere superata anche nelle aree in cui le predette

condizioni non siano verificate attraverso l'attribuzione di un profilo convenzionale ai clienti domestici.

1.10. Alla luce delle considerazioni sopra esposte, si rende, quindi, necessario adottare una soluzione che:

- a) preveda l'applicazione della profilazione convenzionale per fasce descritta al capitolo 4 in ciascuna area di riferimento in cui tale profilazione sia tale da comportare la corretta attribuzione per fasce dei prelievi del complesso dei clienti finali domestici nella medesima area; tale condizione si considera verificata nel momento in cui la gran parte dei clienti finali non domestici sia trattata per fasce (in tali casi infatti il profilo dei clienti finali domestici risulta di fatto pari al profilo residuale anche nel periodo in cui i medesimi clienti non fossero dotati della misura per fascia);
- b) preveda, nelle aree per le quali la suddetta condizione non risulti verificata, l'applicazione della profilazione convenzionale descritta al capitolo 5 che, pur non prevedendo il trattamento per fasce, introduce un meccanismo correttivo di conguaglio che tenga conto del profilo standard per categoria dei clienti domestici.

1.11. Il presente documento non include ulteriori aspetti riguardanti l'illuminazione pubblica in quanto, per questo argomento, si ritengono sufficienti le indicazioni emerse con le osservazioni pervenute in esito al primo documento.

1.12. Le attività successive nell'ambito del procedimento prevedono l'emanazione del provvedimento definitivo entro 2 mesi dalla pubblicazione del presente documento: in sede di predisposizione della deliberazione saranno tenute in considerazione le osservazioni che dovessero emergere in esito al presente documento. Tuttavia, viste le criticità relative all'implementazione del nuovo meccanismo di profilazione convenzionale, non si escludono provvedimenti successivi volti a completare le modalità di attuazione.

2. Sintesi delle motivazioni alla base degli interventi e delle osservazioni degli operatori alla I consultazione

Contesto normativo di riferimento e motivazioni alla base degli interventi

2.1. La deliberazione 30 dicembre 2003, n. 168/03 recante le "condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico", come sostituita dalla deliberazione 9 giugno 2006, n. 111/06 (di seguito: deliberazione n. 111/06) che ne costituisce l'aggiornamento, ha adottato l'ora come periodo rilevante per la valorizzazione delle offerte di acquisto e vendita formulate dagli operatori, nonché dei vari corrispettivi di dispacciamento a carico dei produttori e dei consumatori.

2.2. Dal momento che non tutti i misuratori installati presso i punti di prelievo sono in grado di rilevare l'energia su base oraria, si era reso necessario sviluppare un meccanismo di profilazione convenzionale in grado di ripartire su base oraria i dati di misura provenienti dai misuratori in forma aggregata: ha così avuto origine il sistema di profilazione convenzionale monorario vigente, introdotto con la deliberazione n. 118/03 e rientrante nella famiglia dei load profiling "per area".

2.3. L'applicazione di tale meccanismo ha evidenziato qualche criticità, sia in merito all'attribuzione a tutti i clienti di un profilo omotetico con il prelievo residuo di area, sia in merito alla fase di conguaglio con particolare riferimento alla messa a disposizione dei dati; tali problematiche, ampiamente analizzate nell'ambito del primo documento, hanno portato

l'Autorità ad avviare con la deliberazione n. 256/06 un procedimento per la revisione del meccanismo di profilazione convenzionale che tenga altresì conto delle disposizioni della direttiva europea 2003/54/CE in materia di trasferimento ai clienti finali di un segnale di prezzo coerente con l'andamento effettivo dei prelievi.

- 2.4. Nel contempo con la deliberazione n. 292/06 l'Autorità ha avviato una campagna di installazione di nuovi misuratori elettronici per la bassa tensione, prevedendo, fra i vari requisiti richiesti, la telegestione, la possibilità delle rilevazioni orarie dell'energia prelevata e la presenza di più registri totalizzatori per permettere la ripartizione dell'energia prelevata in diversi raggruppamenti orari.
- 2.5. Ai fini di completare il quadro normativo di riferimento, occorre ricordare anche la deliberazione 27 giugno 2007, n. 156/07, con la quale l'Autorità ha approvato il testo integrato delle disposizioni concernenti l'esercizio del servizio di vendita a far data dall'1 luglio 2007 (cd: TIV), introducendo il servizio di maggior tutela ed il servizio di salvaguardia in sostituzione del mercato vincolato che cessa di esistere per effetto del completamento della liberalizzazione del servizio di vendita. Tale provvedimento, che recepisce il decreto legge 18 giugno 2007 n. 73/07 (di seguito: decreto 18 giugno), assegna all'Acquirente Unico l'approvvigionamento all'ingrosso dell'energia per i clienti ricompresi nel servizio di maggior tutela, lasciando alle imprese distributrici (o ad imprese separate in caso di imprese distributrici con più di 100000 clienti) il ruolo di esercenti il servizio di maggior tutela; la regolazione delle partite economiche fra l'Acquirente Unico e gli esercenti il servizio di tutela avviene secondo meccanismi analoghi a quelli utilizzati fino al 30 giugno 2007 per il mercato vincolato.
- 2.6. Come già citato, in data 18 giugno 2007 è stato emanato un primo documento per la consultazione contenente una dettagliata analisi delle problematiche e delle motivazioni alla base dell'intervento, nonché la proposta di un nuovo meccanismo di profilazione convenzionale per fasce destinato a sostituire il meccanismo vigente, accompagnata da alcune opzioni in merito alla sua effettiva applicazione, focalizzate sull'insieme di punti di prelievo cui applicare il nuovo meccanismo e su quelli cui, invece, estendere il trattamento orario. Tale trattamento, infatti, è tuttora riservato solamente ai clienti in altissima, alta e media tensione e ai clienti in bassa tensione con potenza disponibile superiore ai 55 kW che non siano inclusi nel servizio di maggior tutela e che siano dotati di misuratore orario.

Sintesi delle osservazioni al primo documento consultazione

- 2.7. Il primo documento di consultazione invitava gli operatori ad esprimere le proprie posizioni in merito al meccanismo di profilazione convenzionale per fasce per i punti di prelievo non trattati orari ivi descritto e a temi correlati ad esso ed alla sua implementazione. Precisamente l'Autorità nel primo documento:
 1. illustrava il meccanismo convenzionale di attribuzione per fasce dell'energia elettrica per i punti non trattati orari ai fini del dispacciamento; tale meccanismo contempla anche la gestione dei casi "residuali" di punti di prelievo che non possano essere, temporaneamente o strutturalmente, trattati per fasce; l'applicazione del meccanismo proposto prevede il superamento del ruolo "residuale" dell'Acquirente Unico, equiparandolo agli altri UdD; il metodo, infine, si caratterizza per essere orientato al "punto di prelievo" prima che al punto (o contratto) di dispacciamento sia nelle fasi ex-ante (attribuzione convenzionale vera e propria) che nelle fasi ex-post (di conguaglio);
 2. illustrava l'approccio modificato relativo alla procedura di valorizzazione e liquidazione della differenza fra le perdite standard e le perdite effettive sulle reti di

distribuzione (cd: delta perdite) che non prevedeva più il coinvolgimento dell'Acquirente Unico;

3. poneva in consultazione, in caso di applicazione del meccanismo di profilazione per fasce, la soglia di potenza disponibile al di sotto della quale prevederne l'applicazione e, in modo complementare, al di sopra della quale prevedere il trattamento orario;
4. illustrava le possibilità di variazione della periodicità di conguaglio rispetto al meccanismo vigente, pur prevedendo di mantenere con periodicità annuale la liquidazione delle partite economiche connesse;
5. proponeva nuove regole per la procedura di liquidazione annuale delle partite economiche di conguaglio attribuendo carattere perentorio alla scadenza della comunicazione dei dati di misura utili da parte delle imprese distributrici; si propone, infatti, che questi non possano più essere rettificati dopo tale data a meno di eventuali correzioni che (se accettabili) avrebbero effetto solo nella sessione di liquidazione successiva;
6. poneva l'attenzione sulla necessità di individuare un "trade-off" fra le esigenze di rilevazione dei dati correlate da un lato alla procedura del load profiling (sincronizzazione dei dati di misura al termine del periodo di conguaglio) e dall'altro alla messa a disposizione in tempi brevi dei dati di misura ai fornitori per le loro attività commerciali;
7. suggeriva soluzioni alle criticità operative incontrate del trattamento convenzionale dei prelievi di energia elettrica da impianti di illuminazione pubblica.

2.8. In risposta al primo documento, l'Autorità ha ricevuto, entro i termini stabiliti, osservazioni generali e commenti specifici da parte della maggioranza degli operatori della vendita, degli utenti del dispacciamento, delle imprese distributrici, da alcune associazioni, di consumatori e di imprese elettriche, e da Terna. Alcune delle osservazioni sono state anticipate dagli operatori presenti durante il seminario.

2.9. Le osservazioni generali si sono concentrate principalmente nella condivisione della necessità di una revisione del meccanismo vigente secondo la direzione indicata dall'Autorità, nell'apprezzamento del rigore della metodologia proposta, seppur riconoscendone un potenziale aumento dei costi gestionali, e nelle riserve sulla reale possibilità di implementazione secondo la tempistica indicata dall'Autorità per il meccanismo a regime. La maggior parte degli operatori ritiene necessario individuare un periodo transitorio durante il quale si definiscano regole, attuabili in tempi brevi, che, nelle more della soluzione di regime fornita dal nuovo meccanismo, riducano le distorsioni ingenerate sul mercato dall'applicazione della normativa vigente e nel contempo avviino la realizzazione e l'implementazione di procedure tecnologiche e organizzative per la raccolta dei dati storici necessari al funzionamento del meccanismo di regime.

2.10. L'Autorità ha altresì ricevuto osservazioni specifiche sui singoli aspetti proposti e richiamati al punto 2.7:

1. Applicazione del Meccanismo di profilazione convenzionale per fasce: come già detto nel riportare le considerazioni generali da parte degli operatori, vi è generale consenso nella necessità della revisione del meccanismo attuale, con implicita esclusione della applicabilità dell'opzione 0.
2. Superamento del ruolo residuale dell'AU nel conguaglio fra perdite effettive e perdite standard (ΔP): gli operatori condividono principi e modalità, ma non considerano opportuna l'anticipazione prima della fase di regime. Un solo operatore considera troppo complicata l'eventuale fase di liquidazione.

3. Soglia potenza disponibile sopra cui applicare il trattamento orario e sotto cui applicare il trattamento per fasce (opzioni 1, 2, 3): la maggior parte degli operatori non ritiene che il settore e la sua operatività siano maturi per un abbassamento della soglia del trattamento orario al di sotto dei 55 kW di potenza disponibile, valore che l’Autorità indica come minimo (in tal modo generalizzando per tutti i punti di prelievo con potenza disponibile >55 kW il trattamento orario che oggi è riservato, per i punti in bassa tensione, solo ai punti dotati di misuratore orario), laddove al di sotto di tale soglia si vada ad implementare il meccanismo per fasce. Alcune imprese distributrici si dichiarano per contro pronte a diminuire il valore di tale soglia per il trattamento orario, eventualmente con una implementazione graduale.
4. Periodicità della procedura di conguaglio: le posizioni degli operatori sulla riduzione al bimestre del periodo di conguaglio sono riconducibili fondamentalmente a tre: coloro che ne esprimono condivisione all’implementazione, riconoscendone la più precisa valorizzazione economica delle partite di conguaglio che ne deriverebbe, sin dall’inizio (essendo il conguaglio un’attività ex-post, anche i dati necessari sarebbero largamente disponibili in tempi utili), coloro che ne vedono l’opportunità di implementazione a partire dalle fase di regime, coloro che non ne riconoscono un beneficio sistemico apprezzabile e pertanto non vedono l’opportunità della modifica del sistema vigente. Al contempo riguardo al suggerimento dell’Autorità del calcolo ex-ante dei coefficienti di ripartizione (i “CRPP” e “CRPU”), per l’attribuzione dell’energia elettrica prelevata ai fini del dispacciamento con la medesima periodicità del conguaglio, le imprese distributrici non ritengono che porti ad un significativo miglioramento che compensi il maggior onere di calcolo che ne deriverebbe, mentre alcuni operatori ne auspicano l’adozione almeno in fase di regime.
5. Termine di comunicazione dei dati definitivi ai fini della procedura di conguaglio del load profiling: la proposta di prevedere un termine entro il quale i dati per la procedura di liquidazione delle partite economiche di conguaglio assumano qualifica definitiva ai fini della liquidazione delle partite economiche, siano essi dati rilevati o stimati in mancanza di dati effettivi, ha trovato consenso pressoché unanime. La data suggerita dall’Autorità, procrastinata di un mese rispetto alla vigente, sia per le comunicazioni che per la liquidazione delle partite, è accettabile per alcuni operatori, mentre alcuni altri ne chiedono un ulteriore slittamento di un mese; per Terna, infine, sarebbero già sfidanti scadenze rispettivamente del 31 luglio e del 30 settembre. Molti operatori hanno inoltre sottolineato che le rettifiche accettabili anche in sede di successivo periodo di conguaglio dovrebbero ricondursi a categorie di casi specifiche e determinate a priori.
6. Rilevazione dei dati di misura per la fase di conguaglio del load profiling ed esigenze di messa a disposizione rapida dei dati di misura ai venditori: nell’individuazione del trade-off fra le due esigenze contrastanti l’Autorità esprimeva la propria propensione a favorire le esigenze provenienti dalle attività commerciali dei venditori. Ad un prevedibile generale consenso da parte degli operatori della vendita al privilegiare da parte dell’Autorità le necessità dei fornitori, si sono contrapposte le imprese distributrici che, con diversi gradi di contrasto, esprimono poca condivisione in genere ad una dinamica di rilevazione e elaborazione dati più stringente, per via dell’incremento dei costi che questo ingenererebbe. In aggiunta, alcuni operatori della vendita hanno sollevato un nuovo aspetto di criticità che fino ad ora non era stato riportato all’Autorità ovvero l’esigenza di disporre dei dati di misura dei punti di prelievo non trattati orari “tutti insieme”, eventualmente stimati ed in un secondo

tempo rettificati, anziché riceverli corretti e tempestivamente, ma a lotti ridotti e con rilasci giornalieri.

3. Individuazione delle opzioni preferite dall'Autorità

3.1. In questa sezione si analizzano le opzioni presentate nel primo documento in merito all'applicazione del nuovo meccanismo di profilazione convenzionale per fasce.

3.2. Gli obiettivi alla base dell'intervento identificati dall'Autorità sono tre:

- A) trasferimento di un segnale di prezzo dell'energia coerente con la distribuzione dei consumi;
- B) semplicità di implementazione;
- C) equità per i clienti finali.

Per una descrizione esauriente delle finalità sottese a ciascun obiettivo si rimanda al primo documento.

Trattamento orario, per fasce e monorario: l'opzione preferita

3.3. Il meccanismo di profilazione proposto prevede, come già illustrato, la differenziazione dei punti di prelievo in tre categorie:

- punti di prelievo trattati orari P^o , ovvero i punti trattati orari ai fini del dispacciamento ai sensi del comma 12.11 della deliberazione n. 111/06;
- punti di prelievo trattati per fasce orarie P^f ovvero i punti per cui l'attribuzione convenzionale si basa sui dati storici dell'energia prelevata per fasce;
- punti di prelievo trattati monorari P^m ovvero i punti per cui l'attribuzione convenzionale si basa su dati storici dell'energia prelevata non differenziati per fasce.

3.4. Ai fini dell'inserimento di ciascun punto di prelievo in una delle suddette categorie, nel primo documento, cui si rimanda per ulteriori dettagli in merito alle opzioni stesse e alla loro valutazione rispetto agli obiettivi, sono state illustrate differenti opzioni che vengono riassunte nella tabella seguente.

Punti di prelievo	Opzione 0	Opzione 1	Opzione 2	Opzione 3
Non domestici AAT, AT, MT, BT con Pot > 55 kW	Orario	Orario	Orario	Orario
Non domestici BT con $x < \text{Pot} \leq 55$ kW	Monorario **	Fasce *	Orario	Orario
Non domestici BT con Pot $\leq x$	Monorario **	Fasce *	Fasce *	Orario
Domestici	Monorario **	Fasce *	Fasce *	Orario

* L'applicazione del trattamento per fasce è riservata ai punti di prelievo dotati di misuratore adeguato (compatibile con i requisiti della deliberazione n. 292/06). Eventuali punti sprovvisti di misuratore adeguato sono trattati monorari

** Applicazione della metodologia di profilazione convenzionale di cui alla deliberazione n. 118/03.

3.5. In esito alla consultazione le opzioni 0 e 3 sono da considerarsi estreme: il mantenimento dello status quo, individuato dall'opzione 0, ovvero della profilazione convenzionale di cui

alla deliberazione n. 118/03, non è pienamente in linea con le previsioni della direttiva europea in quanto trasferisce un segnale di prezzo identico a tutti gli utenti del dispacciamento indipendentemente dall'effettivo andamento dei loro prelievi; di contro l'estensione del trattamento orario a tutti i punti di prelievo, opzione 3, pur soddisfacendo pienamente le previsioni della direttiva europea, comporta dei costi particolarmente elevati a carico delle imprese distributrici e il sistema tutto.

- 3.6. Conseguentemente rimangono le opzioni 1 e 2 che, di fatto, si differenziano per la soglia di potenza disponibile sopra la quale applicare il trattamento orario: nella opzione 1 tale soglia è fissata a 55 kW, mentre nell'opzione 2 essa è da determinarsi con successive analisi.
- 3.7. Al fine di identificare la soluzione preferita fra le due rimaste, si riporta la valutazione delle suddette soluzioni con riferimento agli obiettivi dell'intervento, operata nell'ambito del primo documento cui si rimanda per una dettagliata descrizione.

	Opzione 1	Opzione 2
Obiettivo A	Medio	Medio-alto
Obiettivo B	Medio	Da valutare
Obiettivo C	Medio-Alto	Medio-Alto

- 3.8. L'incognita principale per addivenire ad una corretta valutazione delle opzioni risiede nel giudizio relativo all'obiettivo B, ovvero nella semplicità di implementazione della soluzione prescelta, alla cui determinazione influiscono sia l'introduzione della profilazione convenzionale per fasce (con il calcolo dei coefficienti di ripartizione e la rilevazione dei consumi effettivi per ciascun punto di prelievo, ivi inclusi i punti ricompresi nel servizio di tutela), sia il numero di punti cui estendere il trattamento orario.
- 3.9. Dal momento che entrambe le opzioni rimaste prevedono l'applicazione a regime di una profilazione convenzionale per fasce, la differenza di giudizio relativa all'obiettivo B è da individuare nella numerosità dei punti di prelievo che, in ciascuna opzione, sono soggetti al trattamento orario.
- 3.10. Al fine di valutare l'impatto associato all'abbassamento della soglia di potenza disponibile al di sopra della quale applicare il trattamento orario, l'Autorità ha effettuato, pertanto, alcune analisi in funzione della numerosità dei punti di prelievo in BT in relazione alla potenza disponibile. A tale scopo sono stati utilizzati i dati raccolti ai fini della redazione della relazione annuale per l'anno 2007 che, per quanto attiene i punti non domestici in BT con potenza disponibile pari od inferiore a 55 kW, risultano differenziati nelle classi di potenza contrattualmente impegnata riportate nella tabella seguente.

Potenza contrattuale [kW]
Fino a 1.5
1.5 – 10
10 – 15
15 – 30
30 – 50

3.11. La griglia seguente riporta la conversione in valore numerico dei giudizi qualitativi utilizzati nel primo documento per la valutazione delle opzioni inerenti l'applicazione del load profiling. Tale conversione numerica è necessaria per addivenire ad una valutazione quantitativa dell'impatto causato dall'abbassamento della soglia di potenza disponibile per il trattamento orario.

Giudizio	Valore
Alto	5
Medio-alto	4
Medio	3
Medio-basso	2
Basso	1

3.12. Come già riportato, nel primo documento fra gli obiettivi alla base dell'intervento proposto, si è valutata la semplicità di implementazione da parte delle imprese distributrici, e non l'impatto che le nuove disposizioni hanno sulle imprese distributrici medesime: in questo modo, in linea con i criteri valutativi degli altri due obiettivi, un giudizio elevato associato ad una opzione risultava indice di poche o nessuna criticità rispetto alla situazione vigente, con conseguente valutazione positiva dell'opzione medesima, mentre un giudizio basso denotava la presenza di diversi aggravii a carico dei gestori di rete, con conseguente valutazione negativa dell'opzione medesima.

3.13. Nel prosieguo dell'analisi, per contro, si fa esplicito riferimento all'impatto che ciascuna opzione ha sulle imprese distributrici. L'impatto è valutato in modo complementare rispetto alla semplicità di implementazione: in particolare se la semplicità è pari a 5, l'impatto è pari a 0, se la semplicità è pari a 4, l'impatto è pari a 1 e così via¹.

3.14. Rispetto alla situazione attuale, l'opzione 1 estende il trattamento orario a circa 90,000 punti di prelievo in BT con potenza disponibile sopra i 55 kW. Questo valore è pari alla differenza fra il totale dei punti di prelievo appartenenti a questa categoria (circa 95,000) ed il numero di punti di prelievo (circa 5000²) i quali, avendo un misuratore idoneo alla rilevazione della curva oraria di prelievo, sono ad oggi trattati orari per effetto delle disposizioni di cui alla deliberazione n. 292/06.

3.15. Nell'ambito del primo documento la semplicità di implementazione per l'opzione 1 è stata giudicata pari a 3 (giudizio "medio"), il che corrisponde ad una valutazione quantitativa dell'impatto sulle imprese distributrici pari a 2. Tale valutazione è da ascrivere sia all'impatto del load profiling per fasce (introdotto dall'opzione 1 per tutti i punti di prelievo BT con potenza disponibile pari o inferiore a 55 kW) sia all'estensione del trattamento orario ai suddetti 90000 punti di prelievo con potenza disponibile superiore a 55 kW. Ipotizzando di ripartire l'impatto fra le due motivazioni in ragione del 25% a carico dell'estensione del trattamento orario e del 75% a carico dell'introduzione del load profiling per fasce, si perviene alla seguente valutazione quantitativa: impatto pari a 0.5 punti per l'estensione del trattamento orario ai 90,000 punti di prelievo e impatto pari a 1.5 punti per l'applicazione del load profiling per fasce.

3.16. La valutazione suddetta fa tuttavia riferimento esclusivamente alle difficoltà a carico delle imprese distributrici, senza tenere conto dell'impatto che l'estensione del trattamento orario

¹ La somma delle valutazioni di impatto e semplicità di implementazione è sempre pari a 5.

² Dato ricavato sulla base delle comunicazioni inviate dalle imprese distributrici ai sensi dell'articolo 10 della deliberazione n. 292/06

può avere sugli utenti del dispacciamento, come evidenziato nelle risposte pervenute in esito al primo documento per la consultazione. Nelle osservazioni si sottolinea, in particolare, l'aggravio in termini di strutture informatiche per la gestione dei dati orari di prelievo ed in termini di attività necessarie per la fase previsionale dei prelievi e per la predisposizione di adeguate offerte commerciali.

- 3.17. L'impatto delle suddette attività sugli UdD è ipotizzabile essere inferiore a quello relativo alle imprese distributrici (chiamate a rilevare, registrare, validare, archiviare i dati orari di prelievo, nonché ad aggregarli e metterli a disposizione ai fini del dispacciamento): per quanto attiene l'aumento di 90,000 punti di prelievo sotteso all'applicazione dell'opzione 1 (trattamento orario con potenza disponibile superiore a 55 kW), tale impatto viene stimato in 0.4 punti. Sommando le valutazioni delle due componenti all'impatto complessivo, l'estensione del trattamento orario comporta un impatto complessivo pari a 0.9 punti.
- 3.18. Per quanto concerne, invece, l'introduzione del load profiling per fasce, le risposte in esito alla consultazione non hanno evidenziato particolari difficoltà a carico degli utenti del dispacciamento: pertanto, l'impatto associato alla nuova metodologia di profilazione convenzionale continua ad essere valutato con riferimento alle sole imprese distributrici, mantenendo inalterato il valore di 1.5 punti.
- 3.19. Nel complesso, pertanto, all'applicazione dell'opzione 1 (load profiling per fasce con potenza disponibile pari o inferiore a 55 kW e trattamento orario con potenza disponibile superiore a 55 kW) è associato un impatto complessivo di 2.4 punti (0.9 punti dovuti all'estensione del trattamento orario, di cui 0.5 per effetti sulle imprese distributrici e 0.4 punti per effetti sugli UdD, e 1.5 punti associati all'introduzione del load profiling per fasce), cui corrisponde una semplicità di implementazione pari a 2.6 punti.
- 3.20. Come evidenziato al punto 3.9, un ulteriore abbassamento della soglia di potenza disponibile per il trattamento orario deve essere valutato esclusivamente con riferimento alle conseguenze indotte dall'aumento dei punti di prelievo trattati orari, in quanto tale decisione non modifica la scelta dell'applicazione della nuova metodologia di profilazione convenzionale sui restanti punti di prelievo.
- 3.21. In merito alla valutazione dell'opzione 1, l'impatto dell'estensione del trattamento orario a circa 90000 punti di prelievo è stato stimato in 0.9 punti: estrapolando tale risultato anche per ulteriori riduzioni della soglia di potenza disponibile, si perviene al grafico di fig. 1.

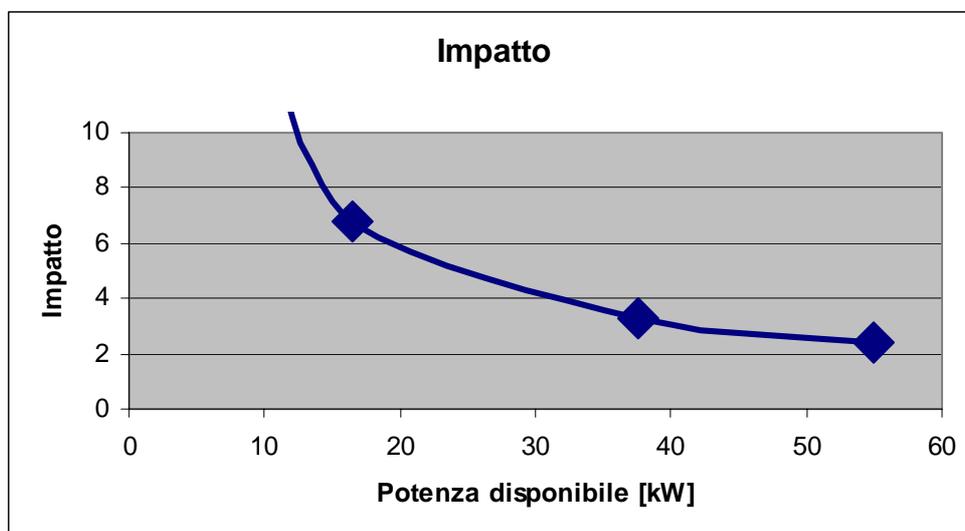


Fig. 1 – Impatto trattamento orario in funzione della soglia di potenza disponibile.

3.22. La semplicità di implementazione in funzione della soglia di potenza disponibile si ottiene effettuando il complemento a 5 del valore associato all'impatto: i risultati sono riportati nel grafico di fig. 2

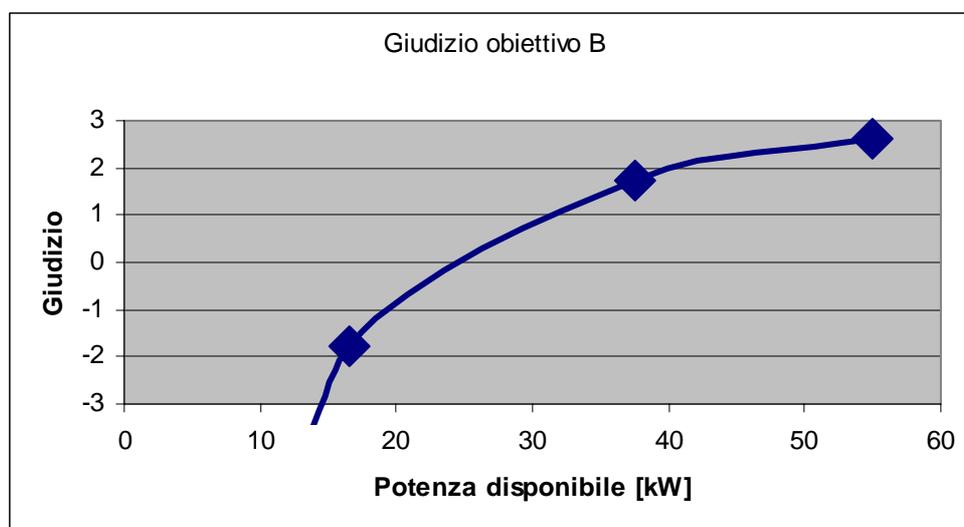


Fig. 2 – Giudizio obiettivo B. in funzione della soglia di potenza disponibile

3.23. La tabella seguente riassume la valutazione complessiva per le varie soglie di potenza disponibile, tenendo conto, per la semplicità di implementazione, dei risultati di fig. 2, determinati anche in funzione dell'impatto dell'estensione del trattamento orario sugli UdD.

	Opzione 1	Opzione 2				
		37.5 kW	16.5 kW	11 kW	1.65 kW	0 kW
Obiettivo A	3	4	4	4	4	4
Obiettivo B	2.6	1.7	<0	<0	<0	<0
Obiettivo C	4	4	4	4	4	4
Totale	9.6	9.7	<8	<8	<8	<8

3.24. Il giudizio più elevato risulta associato all'opzione 2 con soglia di potenza disponibile pari a 37.5 kW, la quale dovrebbe essere prescelta come preferita per la definitiva implementazione. Tuttavia, dal momento che la differenza di giudizio complessiva rispetto all'opzione 1 è piuttosto contenuta e dal momento che molti operatori sia della vendita che della distribuzione hanno sottolineato l'opportunità di definire la soglia dei 55 kW di potenza disponibile al di sopra della quale applicare il trattamento orario, l'Autorità è orientata ad attuare una soluzione graduale stabilendo dall'1 gennaio 2008 l'obbligo di trattamento orario per tutti i punti di prelievo con potenza disponibile superiore a 55 kW e l'applicazione del meccanismo di load profiling per fasce per tutti i punti di prelievo con potenza disponibile inferiore o uguale a 55 kW e a valutare successivamente l'opportunità di ridurre il valore di tale soglia.

3.25. In ragione delle variazioni di soglia di applicazione del trattamento orario e a seguito dell'adozione dell'applicazione del meccanismo di profilazione convenzionale per fasce, l'Autorità avvierà conseguentemente una revisione della remunerazione dell'aggregazione delle misure di cui alla deliberazione n. 111/06.

- 3.26. L'analisi condotta nel presente documento non tiene conto di eventuali benefici associati all'applicazione del trattamento orario per un determinato punto di prelievo rispetto all'applicazione di un meccanismo di profilazione convenzionale.
- 3.27. Da un punto di vista generale la presenza del trattamento orario trasferisce all'utente del dispacciamento un miglior segnale di prezzo (evidenzia le singole ore di convenienza e non la fascia oraria) e permette una valorizzazione dell'energia prelevata coerente con l'andamento orario dei prezzi e priva di approssimazioni dovute all'applicazione di prezzi medi per fascia e per bimestre. Tuttavia, stante la scarsa sensibilità delle utenze in BT a modificare le proprie abitudini di prelievo in funzione del prezzo dell'energia, il beneficio conseguente ad un segnale di prezzo orario sarebbe molto limitato.
- 3.28. Il vantaggio effettivo sarebbe ottenibile a livello di sistema, in quanto il trattamento orario permetterebbe di addebitare gli sbilanciamenti ai diretti responsabili senza ricorrere a medie aggregate per utenze del dispacciamento e per area di riferimento. Anche questo beneficio, comunque, si considera avere una contribuzione agli oneri di sistema trascurabile in prima approssimazione, il che ne giustifica la non considerazione in sede di valutazione dell'opzione preferita.

Q1: Si condivide l'analisi dell'obiettivo B al variare della soglia di potenza? Quali altri fattori dovrebbero essere tenuti in considerazione?

Q2: E' ragionevole trascurare i benefici conseguenti l'applicazione del trattamento orario, in quanto di impatto trascurabile sull'utenza finale e sul sistema?

La procedura di conguaglio: le opzioni e la relativa valutazione

- 3.29. Per una corretta applicazione di un qualunque meccanismo di profilazione convenzionale, i coefficienti di ripartizione e le partite fisiche ed economiche di conguaglio dovrebbero essere determinati con riferimento a periodi omologhi fra di loro, in modo tale da minimizzare gli scostamenti fra l'energia attribuita ai fini del dispacciamento a ciascun utente di dispacciamento in modo convenzionale in un dato periodo e l'energia effettivamente prelevata nel medesimo periodo dai punti di prelievo nella titolarità del medesimo utente.
- 3.30. Il meccanismo di profilazione vigente prevede un unico coefficiente di ripartizione annuale (fatti salvi gli aggiornamenti mensili per dinamiche di switching e altri eventi particolari) con un'unica partita di conguaglio su base annua.
- 3.31. Per quanto attiene il load profiling per fasce, nel primo documento si illustravano diverse modalità di conguaglio, riportate nella seguente tabella.

Procedura Conguaglio	Opzione 0	Opzione 1	Opzione 2	Opzione 3	Opzione 4
Periodicità	Annuale	Semestrale	Trimestrale	Bimestrale	Mensile

- 3.32. Le osservazioni pervenute in esito alla consultazione, unitamente alle considerazioni svolte dall'Autorità in materia di flussi informativi fra imprese distributrici ed utenti del dispacciamento ed in materia di obblighi di rilevazione dei dati di misura, hanno evidenziato come le opzioni 2 e 4 presentano elementi di criticità in quanto basate su una periodicità

dispari che non si concilia con la cadenza bimestrale attuata dalle imprese distributrici per la fatturazione dei servizi da esse erogati (trasporto, tutela ed, eventualmente, salvaguardia).

- 3.33. La valutazione delle altre opzioni in funzione degli obiettivi alla base dell'intervento, operata nell'ambito del primo documento, è riassunta nella tabella seguente dove si è attuata la conversione dei giudizi secondo la scala numerica di cui al punto 3.11.

Procedura Conguaglio	Opzione 0	Opzione 1	Opzione 3
Obiettivo A	1	1	5
Obiettivo B	5	4	4
Obiettivo C	2	2	4
Totale	8	7	13

- 3.34. La soluzione che ottiene la valutazione complessiva più elevata è l'opzione 3, ovvero la periodicità bimestrale di conguaglio che viene, pertanto, identificata come l'opzione preferita per la definitiva implementazione. Nel capitolo 4, infatti, la descrizione del meccanismo di profilazione convenzionale per fasce è effettuata proprio ipotizzando una cadenza bimestrale per la determinazione dei coefficienti di ripartizione e per la determinazione delle partite fisiche ed economiche di conguaglio. I bimestri si intendono con primo mese dispari e secondo pari dei mesi di calendario (es. gennaio-febbraio, marzo-aprile e così via).
- 3.35. Ciononostante l'Autorità ritiene che un conguaglio su base mensile porterebbe ad una valorizzazione delle partite di conguaglio più aderente agli effettivi andamenti dei prezzi dell'energia lungo l'anno, visti gli andamenti significativamente diversi che in alcuni bimestri si riscontrano fra il mese dispari e il mese pari. L'Autorità è orientata pertanto a prevedere una rivalutazione della periodicità della procedura di conguaglio una volta superate le prime fasi di implementazione del meccanismo di load profiling per fasce.

Q3: Si condivide la scelta dell'Autorità in merito alla periodicità di conguaglio?

4. Il meccanismo di load profiling per fasce nell'opzione proposta dall'Autorità

Premessa

- 4.1. Il meccanismo di profilazione convenzionale per fasce, declinato secondo le opzioni preferite individuate dall'Autorità nel Capitolo 3 del presente documento è destinato a sostituire la profilazione convenzionale monoraria vigente: l'attribuzione convenzionale dei prelievi del singolo punto avviene, pertanto, sulla base dei dati di prelievo relativi a predeterminati raggruppamenti orari (le cosiddette "fasce") in modo da tenere conto della differente valorizzazione dell'energia. I raggruppamenti orari sono assunti essere quelli stabiliti con la deliberazione 2 agosto 2006, n. 181/06 (3 fasce).
- 4.2. In questo capitolo si riprende l'impianto concettuale del meccanismo di profilazione per fasce già descritto nel primo documento, dettagliandolo per le diverse variabili che in prima istanza erano state proposte con opzioni aperte, sulla base delle opzioni preferite dall'Autorità per l'implementazione descritte nel capitolo 3 del presente documento, e modificandolo per tenere in considerazione il ruolo di utente del dispacciamento per il servizio di maggior tutela

assegnato all'Acquirente Unico a seguito del decreto legge 18 giugno 2007 e dell'approvazione del TIV.

- 4.3. In analogia a quanto previsto nell'ambito del meccanismo di profilazione convenzionale vigente, il nuovo sistema per fasce continua ad articolarsi in tre fasi distinte:
- a) calcolo dei coefficienti di ripartizione, da effettuarsi su base mensile ex-ante;
 - b) determinazione dell'energia elettrica prelevata ai fini del dispacciamento, da effettuarsi per ogni singola ora su base mensile ed ex-post;
 - c) conguaglio da effettuarsi su base annuale ed ex-post.

La descrizione contenuta nel presente capitolo è organizzata secondo la medesima articolazione con l'aggiunta di due ulteriori sezioni, una relativa alla messa a disposizione dei dati di prelievo e una relativa all'impatto dell'introduzione del nuovo meccanismo in termini di obblighi e flussi informativi a carico degli operatori interessati.

- 4.4. In analogia con quanto previsto nell'ambito della profilazione monoraria vigente, l'energia complessivamente prelevata in ciascuna ora dai punti non trattati orari, al lordo delle perdite effettive sulle reti di distribuzione e al lordo delle perdite standard sulla rete di trasmissione è assunta pari, nella fase di cui al punto 4.3, lettera b), al prelievo residuo di area (di seguito: PRA) calcolato secondo la medesima metodologia descritta nella deliberazione n. 118/03.
- 4.5. Nel prosieguo, per semplicità, si fa riferimento ad una sola area di riferimento che comprende punti di prelievo trattati orari (insieme P^o) e punti di prelievo non trattati orari, a loro volta suddivisi in punti di prelievo trattati per fasce (insieme P^f), e punti di prelievo trattati monorari (insieme P^m). Per i punti P^f si assume, inoltre, che i dati differenziati per fascia siano disponibili su base bimestrale (18 dati di prelievo all'anno, uno per ciascuna fascia in ciascun bimestre); per i punti P^m , invece, si suppone di avere a disposizione un unico dato annuale, salvo casi particolari³.

Calcolo dei coefficienti di ripartizione

- 4.6. Nel meccanismo monorario vigente il coefficiente di ripartizione con cui viene attribuita la porzione di PRA ad ogni utente del dispacciamento (UdD) nella fase di cui al punto 4.3 lettera b), è unico per ciascun UdD ed è calcolato con riferimento all'energia prelevata l'anno precedente da tutti i punti di prelievo non trattati orari di sua competenza nel medesimo mese. Di fatto il coefficiente di ripartizione oggi vigente non tiene conto né della stagionalità dei prelievi né del loro andamento temporale giornaliero.
- 4.7. Il meccanismo per fasce si propone di colmare tali aspetti particolarmente critici con l'introduzione di coefficienti di ripartizione differenziati per ciascuna fascia F_i ed aggiornati bimestralmente: detti coefficienti sono riferiti a ciascun punto di prelievo e vengono calcolati all'inizio di ciascun anno solare, per ciascun bimestre⁴, sulla base dell'energia prelevata in ciascuna fascia oraria nel bimestre omologo dell'anno precedente.
- 4.8. Per effetto della nuova disciplina, a ciascun punto di prelievo non trattato orario risulta attribuito un vettore di 18 coefficienti di ripartizione (3 per ogni bimestre, uno per ciascuna

³ Per i punti di prelievo con potenza disponibile superiore a 37.5 kW il TIV prevede un tentativo di lettura mensile; di conseguenza per questi punti potrebbero essere disponibili dati di misura mensili e, di conseguenza, tramite opportune aggregazioni, dati di prelievo bimestrali.

⁴ I bimestri sono stati determinati al punto 3.34,

fascia) le cui componenti rappresentano la frazione del PRA di competenza del medesimo punto, differenziata per fascia e per ciascun bimestre dell'anno.

4.9. Il coefficiente di ripartizione assegnato a ciascun punto di prelievo in ciascuna fascia F_i ed in ciascun bimestre risulta pari a

$$CRPP_{F_i}^f = \frac{EP_{F_i}^f}{E_{F_i}^{f+m}}$$

$$CRPP_{F_i}^m = \frac{EP_{F_i}^m}{E_{F_i}^{f+m}}$$

dove

- $EP_{F_i}^f$ è l'energia complessivamente prelevata dal punto di prelievo trattato per fasce nel bimestre omologo dell'anno precedente nella fascia F_i ; maggiorata per tenere conto delle perdite standard sulle reti di trasmissione e distribuzione;
- $EP_{F_i}^m$ è l'energia complessivamente prelevata dal punto di prelievo trattato monorario nel bimestre omologo dell'anno precedente nella fascia F_i ; maggiorata per tenere conto delle perdite standard sulle reti di trasmissione e distribuzione;
- $E_{F_i}^{f+m}$ è l'energia complessivamente prelevata nel bimestre omologo dell'anno precedente nella fascia F_i da tutti i punti di prelievo non trattati orari, al lordo delle perdite effettive sulle reti di distribuzione e al lordo delle perdite standard sulla rete di trasmissione, calcolata come somma dei PRA_h occorsi in ciascuna ora della fascia F_i nel bimestre omologo dell'anno precedente, ovvero:

$$E_{F_i}^{f+m} = \sum_{h \in F_i} PRA_h$$

con PRA_h prelievo residuo di area della generica ora h del bimestre considerato.

4.10. Le grandezze introdotte nelle formule dei coefficienti di ripartizione sono differenziate per fascia indipendentemente dal fatto che i punti di prelievo cui si riferiscono siano trattati per fasce o siano trattati monorari. Tuttavia, se da un lato le grandezze riferite ai punti P^f sono calcolabili a partire dai dati di misura, quelle relative ai punti P^m devono essere determinate per via indiretta o per via convenzionale, in quanto per questi punti non sono disponibili i dati di misura differenziati per fascia.

4.11. In generale, per la fascia F_i in ciascun bimestre, l'energia complessivamente prelevata dai punti di prelievo trattati monorari può essere calcolata con la relazione:

$$E_{F_i}^m = E_{F_i}^{f+m} - E_{F_i}^f$$

dove

- $E_{F_i}^f$ è l'energia complessivamente prelevata nel bimestre omologo dell'anno precedente nella fascia F_i da tutti i punti di prelievo trattati per fasce, maggiorata per tenere conto delle perdite standard sulle reti di trasmissione e distribuzione;

Il valore di $E_{F_i}^m$ così ottenuto è comprensivo anche della differenza fra le perdite effettive e quelle standard sulle reti di distribuzione (di seguito: delta perdite) di competenza della fascia F_i ⁵. Qualora l'energia $E_{F_i}^m$ risulti negativa in una certa fascia F_i ⁶, essa è assunta pari a zero.

4.12. Per quanto attiene il singolo punto trattato monorario, l'energia $EP_{F_i}^m$ di competenza di ciascuna fascia in ciascun bimestre è assunta proporzionale all'energia $E_{F_i}^m$ complessivamente prelevata da tutti i punti P^m nella fascia F_i nel bimestre considerato

$$EP_{F_i}^m = \frac{E_{F_i}^m}{\sum_i E_{F_i}^m} \cdot EP^m$$

dove

- EP^m è l'energia complessivamente prelevata dal punto di prelievo trattato monorario nell'anno precedente, maggiorata per tenere conto delle perdite standard sulle reti di trasmissione e distribuzione;
- $\sum_i E_{F_i}^m$ deve essere estesa a tutte le fasce e a tutti i bimestri.

Qualora si abbiano a disposizione dati di prelievo bimestrali, provenienti da effettive rilevazioni dei registri totalizzatori dei misuratori, il valore di EP^m è relativo al singolo bimestre e la sommatoria a denominatore è estesa solamente alle fasce del bimestre considerato.

4.13. I coefficienti di ripartizione $CRPP_{F_i}^f$ e $CRPP_{F_i}^m$ vengono calcolati esplicitamente solamente per i punti di prelievo non ricompresi nel servizio di maggior tutela: essi sono determinati all'inizio di ogni anno solare per ciascun bimestre, sulla base dei dati di misura relativi al bimestre omologo dell'anno precedente; il loro valore viene inserito nell'anagrafica dei punti di prelievo e nel flusso informativo fra impresa distributrice e UdD titolare del punto di prelievo cui si riferiscono, al fine di consentire a quest'ultimo le opportune verifiche in merito alle partite di dispacciamento e conguaglio del load profiling. In caso in cui un punto di prelievo transiti al mercato libero, l'impresa distributrice sulla cui rete tale punto è connesso calcola i CRPP relativi a tale punto, inserendoli nell'anagrafica e nel flusso informativo destinato al nuovo UdD nella cui titolarità si trova detto punto. I CRPP non devono essere aggiornati mensilmente per tenere conto di attivazioni o cessazioni del servizio di connessione o della modifica del trattamento per qualche punto di prelievo.

4.14. In assenza di dati differenziati per fascia per il bimestre omologo dell'anno precedente, dovuti alla mancanza di idoneo misuratore nell'anno precedente, ai fini del calcolo dei CRPP il punto P^f viene trattato come punto P^m .

4.15. I coefficienti di ripartizione $CRPU_{F_i}$ associati a ciascun UdD diverso dall'Acquirente Unico in ciascuna fascia oraria ed in ciascun bimestre (corrispondenti ai "CRP" della deliberazione n. 118/03, ma articolati per fascia F_i e per bimestre), sono calcolati mensilmente aggregando i $CRPP_{F_i}^m$ e $CRPP_{F_i}^f$, relativi rispettivamente ai punti di prelievo P^m e P^f che risultano nella

⁵ Le perdite standard sulle reti di trasmissione e distribuzione, incluse nel PRA, sono già conteggiate nei termini di energia prelevata relativi ai punti P^m e P^f ;

⁶ Una siffatta situazione può accadere qualora il delta perdite sia negativo ed in valore assoluto superiore all'energia effettivamente prelevata dai punti di prelievo P^m

titolarità di ciascun UdD nel mese successivo. Al fine del calcolo dei $CRPU_{F_i}$ devono essere utilizzati i coefficienti di ripartizione $CRPP_{F_i}^m$ e $CRPP_{F_i}^f$ relativi al bimestre cui appartiene il mese per cui si determina il $CRPU_{F_i}$.

4.16. In analogia con la profilazione monoraria vigente, il coefficiente di ripartizione dell'Acquirente Unico è pari al complemento all'unità della somma dei coefficienti di ripartizione assegnati agli altri UdD operanti nell'area. In questo modo all'Acquirente Unico viene anche demandato l'approvvigionamento ex-ante del delta perdite. Questa scelta rappresenta una novità rispetto a quanto illustrato nel primo documento, laddove, partendo dal presupposto di non avere un utente del dispacciamento con un elevato numero di clienti (quale era l'Acquirente Unico nel mercato vincolato), si era sviluppata una metodologia di calcolo dei $CRPU_{F_i}$ che prevedeva la ripartizione ex-ante del delta perdite fra i vari UdD, proporzionalmente all'energia prelevata complessivamente dai punti nella titolarità di ciascuno. Le disposizioni del decreto legge 18 giugno e del TIV in materia di servizio di maggior tutela hanno, invece, riconfermato il ruolo dell'Acquirente Unico come utente del dispacciamento per tale servizio, rendendo, pertanto, possibile assegnargli un ruolo residuale anche nel nuovo meccanismo di profilazione convenzionale.

- Q4: Si ritiene utile lasciare all'Acquirente Unico un CRPU residuale in analogia con quanto previsto nella profilazione monoraria vigente?
- Q5: Si considera accettabile che i CRPP siano calcolati solamente con riferimento ai punti di prelievo non ricompresi nel servizio di maggior tutela?
- Q6: Si ritiene più opportuno inserire nel flusso informativo fra impresa distributrice ed UdD, ai sensi della deliberazione 111/06 comma 37.4, i 3 CRPP validi il mese successivo oppure tutti i 18 CRPP dell'anno corrente?

Determinazione dell'energia prelevata ai fini del dispacciamento

4.17. Questa fase della procedura di profilazione convenzionale non è modificata rispetto a quanto illustrato nel primo documento. Essa viene riproposta nel presente documento per completezza di trattazione.

4.18. L'energia convenzionalmente attribuita nell'ora h a ciascun UdD per i punti non trattati orari di sua competenza è utilizzata per il conto di Sbilanciamento Effettivo di cui all'articolo 21 della deliberazione n. 111/06 relativo al punto di dispacciamento nella titolarità dell'UdD ed è conseguentemente utilizzata ai fini della valorizzazione dei corrispettivi per il servizio di dispacciamento di cui agli articoli 40 e da 44 a 48 della deliberazione n. 111/06.

4.19. Per ciascuna ora h di ciascun mese viene determinato il PRA_h pari alla differenza tra:

- l'energia elettrica immessa nell'area di riferimento nella ora h , calcolata come somma dell'energia elettrica immessa:
 - i. nei punti di interconnessione con altre aree di riferimento o con la rete di trasmissione nazionale;
 - ii. nei punti di immissione appartenenti all'area di riferimento;
- l'energia elettrica prelevata dall'area di riferimento nell'ora h , calcolata come somma dell'energia elettrica prelevata:
 - i. nei punti di interconnessione con altre aree di riferimento o con la rete di trasmissione nazionale;
 - ii. nei punti di prelievo appartenenti all'area di riferimento trattati su base oraria.

Tutte le grandezze utilizzate per il calcolo del PRA sono opportunamente maggiorate per tenere conto delle perdite standard sulle reti di trasmissione e distribuzione⁷.

4.20. L'energia prelevata da ciascun UdD nell'ora h è pari al $CRPU_{F_i}$ assegnato all'UdD nel mese considerato nella fascia oraria cui appartiene l'ora h , moltiplicato per il PRA_h determinato per la medesima ora h .

Il conguaglio periodico

4.21. Come in ogni applicazione di criteri di stima anche per i meccanismi di profilazione convenzionale è prevista una fase di conguaglio, avente come scopi l'assegnazione a ciascun UdD dell'energia effettivamente prelevata dai punti di prelievo non trattati orari nella sua titolarità e la valorizzazione economica delle eventuali differenze fra le quantità attribuite al medesimo UdD in via convenzionale e le quantità effettivamente prelevate in sede di conguaglio.

4.22. Nel meccanismo vigente la procedura di conguaglio si compone di due attività distinte:

a) calcolo delle partite fisiche ed economiche, scomposto in:

- determinazione del prezzo di conguaglio;
- determinazione delle partite fisiche di conguaglio

b) liquidazione delle partite economiche di cui al punto a).

4.23. Nel meccanismo per fasce la fase di conguaglio continua a mantenere le stesse finalità presenti nella profilazione monoraria vigente. Questa scelta costituisce una modifica rispetto a quanto illustrato nel primo documento, laddove si prevedeva, in tale fase, la valorizzazione esplicita del delta perdite e il suo addebito alle imprese distributrici. Una siffatta soluzione era stata ipotizzata dall'Autorità non presupponendo l'Acquirente Unico come UdD relativo al servizio di maggior tutela. Le disposizioni del decreto legge 18 giugno e del TIV hanno permesso, anche nel nuovo meccanismo di profilazione convenzionale, il mantenimento del meccanismo di valorizzazione del delta perdite previsto nella normativa vigente.

4.24. Il delta perdite, pertanto, continua ad essere attribuito ex-post all'Acquirente Unico e conguagliato con gli esercenti il servizio di maggior tutela in sede di valorizzazione dell'energia destinata al medesimo servizio.

4.25. Nel meccanismo monorario vigente compare un unico prezzo di conguaglio valido per tutto l'anno solare; con il load profiling per fasce l'Autorità propone l'adozione di un conguaglio bimestrale⁸, differenziato per ciascun raggruppamento orario, ottenendo, di conseguenza, tre prezzi di conguaglio per ciascun bimestre, uno per ogni fascia F_i , per un totale di 18 prezzi di conguaglio all'anno.

4.26. Ciascuno dei suddetti prezzi di conguaglio continua ad essere determinato sulla base di modalità analoghe a quelle previste dalla deliberazione n. 118/03, ovvero tenendo conto sia del valore dell'energia (attraverso il PUN⁹) sia degli oneri di dispacciamento: i prezzi di conguaglio relativi alla fasce F_i in ciascun bimestre sono, pertanto, pari alla media ponderata sul PRA, del prezzo d'acquisto dell'energia sul mercato del giorno prima e dei corrispettivi di dispacciamento applicati all'energia prelevata nella medesima area (articoli 40 e da 44 a 48

⁷ La definizione riportata di PRA è quella in vigore ai sensi dell'articolo 4 della deliberazione n. 118/03: per quanto concerne il trattamento dell'energia elettrica immessa, nulla viene modificato rispetto alla disciplina vigente dal meccanismo di load profiling per fasce illustrato nel presente documento.

⁸ Si veda nota 4

⁹ Il PUN è il Prezzo di acquisto di cui al comma 30.4 lettera c) della deliberazione n. 111/06.

della deliberazione n 111/06), calcolata con riferimento alle ore del bimestre appartenenti alla fascia F_i

- 4.27. Per quanto attiene le partite fisiche di conguaglio, gli algoritmi proposti nell'ambito del nuovo meccanismo per fasce presentano alcune differenze rispetto a quelli previsti nella deliberazione n. 118/03.
- 4.28. Per ciascun punto P^f la partita fisica di conguaglio in ciascun bimestre e in ciascuna fascia è pari alla differenza fra quanto effettivamente prelevato nel medesimo bimestre e nella medesima fascia, opportunamente maggiorato per tenere conto delle perdite standard sulle reti di trasmissione e distribuzione, e quanto attribuito in via convenzionale con riferimento al medesimo bimestre e alla medesima fascia. Questa definizione, a meno della differenziazione per fasce e del calcolo per ciascun punto di prelievo, coincide con la definizione delle partite di conguaglio della deliberazione n. 118/03.
- 4.29. Anche per i punti P^m la partita fisica di conguaglio in ciascuna fascia F_i è stabilita, in linea di principio, come la differenza fra l'energia elettrica effettivamente prelevata e l'energia elettrica convenzionalmente attribuita. Risulta, però, non immediatamente applicabile il calcolo di conguaglio illustrato per i punti P^f per via della disponibilità di un unico dato di prelievo complessivo di tutto l'anno, salvo casi particolari, anziché di dati rilevati differenziati per fascia e per bimestre. Per procedere al conguaglio è, pertanto, necessario suddividere convenzionalmente nelle varie fasce il prelievo effettivo complessivo EP^m di ciascun punto P^m . L'energia $EP_{F_i}^m$ di competenza di ciascuna fascia è data da:

$$EP_{F_i}^m = \frac{E_{F_i}^m}{\sum_i E_{F_i}^m} \cdot EP^m$$

dove:

- $E_{F_i}^m$ è l'energia complessivamente prelevata nel bimestre considerato nella fascia F_i da tutti i punti di prelievo trattati monorari, maggiorata per tenere conto delle perdite standard sulle reti di trasmissione e distribuzione; essa è calcolata per differenza secondo il medesimo procedimento utilizzato per la determinazione della stessa grandezza ai fini della determinazione dei coefficienti di ripartizione.

La sommatoria a denominatore deve essere estesa a tutte le fasce e a tutti i bimestri.

Qualora si abbiano a disposizione dati di prelievo bimestrali, provenienti da effettive rilevazioni dei registri totalizzatori dei misuratori, il valore di EP^m è relativo al singolo bimestre e la sommatoria a denominatore è estesa solamente alle fasce del bimestre considerato.

Il valore di $EP_{F_i}^m$ così determinato è utilizzato per la determinazione delle partite di conguaglio del singolo punto P^m .

- 4.30. Le partite fisiche di conguaglio devono essere calcolate solamente per i punti non trattati orari non ricompresi nel servizio di maggior tutela.
- 4.31. La partita fisica di conguaglio per ciascun UdD diverso dall'Acquirente Unico è pari alla somma delle partite fisiche di conguaglio dei punti non trattati orari nella sua titolarità.
- 4.32. Per ciascuna fascia F_i e per ciascun bimestre la partita economica di conguaglio a carico di ciascun UdD diverso dall'Acquirente Unico è pari al prezzo di conguaglio relativo alla

medesima fascia e al medesimo bimestre moltiplicato per la partita fisica di conguaglio a carico del medesimo UdD nella medesima fascia e nel medesimo bimestre.

- 4.33. Per ciascuna fascia F_i e per ciascun bimestre la partita economica di conguaglio a carico dell'Acquirente Unico è pari alla somma delle partite economiche di conguaglio a carico egli altri UdD operanti nell'area cambiata di segno. Tale partita economica comprende anche la valorizzazione del delta perdite che rimane, pertanto, a carico dell'Acquirente Unico per essere recuperato con meccanismi di compensazione esterni alla procedura di conguaglio del load profiling.
- 4.34. La liquidazione economica delle partite di conguaglio è effettuata una volta all'anno, in modo analogo a quanto previsto dalla deliberazione n. 118/03: la principale differenza rispetto alla metodologia attuale consiste nella presenza per ogni UdD di 18 partite fisiche ed economiche di conguaglio differenziate (una per ciascuna fascia e ciascun bimestre).

Q7: Si ritiene utile mantenere un ruolo "residuale" per l'Acquirente Unico, lasciando inalterati i meccanismi di recupero del delta perdite previsti nella normativa vigente e riconfermati dal TIV, a meno dei necessari aggiustamenti per tenere conto della non coincidenza fra esercenti il servizio di maggior tutela e imprese distributrici? In alternativa si ritiene preferibile la gestione del delta perdite come previsto nel primo documento?

Registrazione delle misure sincronizzata al termine di ciascun periodo di conguaglio e messa a disposizione dei dati di misura agli utenti del dispacciamento

- 4.35. L'introduzione di un conguaglio su base bimestrale pone il problema della determinazione dei dati effettivi di prelievo con la medesima cadenza. Per i punti P^f la presenza dei misuratori elettronici compatibili con la deliberazione n. 292/06 permette, al termine di ciascun bimestre, la registrazione in appositi registri dei dati contenuti nei totalizzatori di fascia al momento della conclusione del bimestre; i dati memorizzati possono essere rilevati nell'arco del bimestre successivo, consentendo l'elaborazione del dato di misura del prelievo bimestrale da parte dei sistemi informativi dell'impresa distributrice. La sincronizzazione bimestrale dei dati di misura e, quindi, delle partite fisiche rilevanti ai fini del conguaglio è, pertanto, garantita.
- 4.36. Nel primo documento sono state illustrate alcune considerazioni in merito alla compatibilità fra la sincronizzazione dei dati di misura ai fini del load profiling e le esigenze di messa a disposizione di tali dati agli UdD da parte delle imprese distributrici. In particolare l'Autorità faceva notare come le misure sincronizzate al termine di ciascun bimestre possano essere effettivamente rilevate nel loro complesso solamente nell'arco del bimestre successivo, mentre una loro rilevazione in tempi più brevi (per una messa a disposizione rapida agli UdD) ingeneri costi particolarmente elevati. Questa situazione collide con le esigenze degli UdD di disporre di dati di misura in tempi adeguatamente brevi rispetto al periodo cui essi si riferiscono, onde procedere ad una fatturazione ai clienti finali il più possibile ravvicinata rispetto al periodo di competenza. Inoltre, come già riportato, un nuovo elemento emerso dalle osservazioni al primo documento, consiste nel fatto che gli UdD preferirebbero ricevere i dati relativi ai punti di prelievo nella loro competenza con un unico invio e non in tempi differenziati.
- 4.37. Di conseguenza si riscontrano tre esigenze fra loro contrastanti:
1. sincronizzazione dei dati di misura con cadenza bimestrale;
 2. messa a disposizione dei dati di misura validati in tempi brevi rispetto al periodo cui essi si riferiscono;
 3. unico invio dei dati di misura a ciascun utente del dispacciamento.

Le tre esigenze non possono essere soddisfatte contemporaneamente, a meno di non accettare un sovradimensionamento del centro di telegestione deputato alla rilevazione dei dati per via telematica con gli elevati costi che ne deriverebbero.

4.38. Le soluzioni previste dall’Autorità al riguardo sono riassunte nella tabella seguente:

Soluzione	Sincronizzazione	Messa a disposizione rapida	Unico invio
Misure sincronizzate ed invio dei dati di misura entro il 15 del primo mese del secondo bimestre successivo a quello di competenza;	OK	NO	OK
Misure sincronizzate e messa a disposizione dei dati di misura/partite fisiche su base decadale (10 giorni) (es: entro il 10 del mese i dati raccolti fino al 9 del mese, entro il 20 quelli fra i 10 e 19 etc.)	OK	In parte (alcuni dati pervengono in tempi brevi, altri in tempi più lunghi rispetto al periodo cui si riferiscono)	OK(*)
Misure non sincronizzate ed invio dei dati di misura entro 15 giorni dalla rilevazione effettiva	NO	OK	NO

(*) La messa disposizione unica avverrebbe tramite *web* per le imprese distributrici che dispongano di portale o tramite un invio ogni decade di file elettronici, contenenti i dati rilevati nei dieci giorni precedenti, tramite e-mail per le imprese distributrici che ancora non dispongano di portali web.

4.39. Se nel primo documento, l’Autorità esprimeva l’intenzione di procedere con la terza ipotesi, rinunciando alla sincronizzazione delle misure in favore di una loro rapida messa a disposizione (con conseguente applicazione del criterio del pro-rata ora per fascia per ripartire i dati effettivi di misura nei relativi periodi di conguaglio), a seguito della consultazione e del seminario, la soluzione proposta nel presente documento è la seconda, con la quale si soddisfa l’esigenza dell’ invio di dati non continuativo, si mantiene la sincronizzazione utile ai fini del calcolo delle partite di conguaglio del load profiling e si forniscono, nel contempo, agli UdD i dati di misura corretti con i quali essi possono procedere alle fatturazioni secondo le proprie strategie commerciali, anche se a lotti di rilascio caratterizzati da decrescente tempestività di messa disposizione.

Q8: Si ritiene accettabile la nuova proposta dall’Autorità nel presente documento di consultazione per la gestione dei dati di misura e la loro messa a disposizione agli UdD? Come può essere migliorata?

Obblighi a carico delle imprese distributrici

4.40. L’introduzione del meccanismo di profilazione convenzionale per fasce prevede alcune modifiche agli adempimenti a carico delle imprese distributrici rispetto al meccanismo vigente. Precisamente:

Imprese Distributrici sottese per il calcolo dei coefficienti di ripartizione

- a) entro il 15 di marzo di ciascun anno:
- comunicazione alle imprese distributrici di riferimento dell'energia complessivamente prelevata in ciascun bimestre dell'anno precedente ed in ciascuna fascia dai punti di prelievo localizzati nel proprio ambito territoriale, con riferimento ai bimestri in cui detti punti sono stati trattati per fasce, opportunamente maggiorata per tenere conto delle perdite standard sulle reti di trasmissione e distribuzione; la comunicazione deve avvenire al netto dell'energia riferita ai punti di prelievo che saranno trattati orari nell'anno corrente con decorrenza 1 maggio.
- b) entro il 31 di marzo di ciascun anno:
- determinazione del vettore dei coefficienti di ripartizione (distinti per bimestre e per fascia) per tutti i punti di prelievo localizzati nel proprio ambito territoriale non ricompresi nel servizio di tutela che non saranno trattati orari nell'anno corrente con decorrenza 1 maggio;
- c) entro il 15 di ciascun mese:
- calcolo dei coefficienti di ripartizione per i punti di prelievo localizzati nel proprio ambito territoriale che dal mese successivo non saranno più ricompresi nel servizio di maggior tutela o per i punti di prelievo per cui è stata attivata una nuova connessione;
 - aggiornamento con comunicazione alle imprese distributrici di riferimento dei coefficienti di ripartizione "parziali" di ciascun UdD diverso dall'Acquirente Unico per tenere conto delle modifiche della cessazione del servizio di connessione, dell'attivazione di una nuova connessione¹⁰, dell'attivazione del trattamento orario, delle dinamiche di switching e dell'aggiornamento annuale dei CRPP.

Imprese Distributrici di riferimento per il calcolo dei coefficienti di ripartizione

- a) entro il 25 di marzo di ciascun anno:
- determinazione e pubblicazione a beneficio delle imprese distributrici sottese dell'energia complessivamente destinata ai punti di prelievo non trattati orari presenti nella propria area in ciascun bimestre dell'anno precedente ed in ciascuna fascia, calcolata come somma dei PRA relativi a ciascuna ora del bimestre e della fascia considerati; tale energia va intesa al netto dell'energia prelevata dai punti di prelievo che, pur non trattati orari l'anno precedente, risultano trattati orari nell'anno corrente con decorrenza primo, secondo o terzo bimestre;
 - determinazione e pubblicazione a beneficio delle imprese distributrici sottese dell'energia complessivamente prelevata in ciascun bimestre dell'anno precedente ed in ciascuna fascia dai punti di prelievo localizzati nel loro ambito di competenza trattati monorari, con riferimento ai bimestri in cui detti punti sono stati trattati monorari, al lordo del delta perdite;
- b) entro il 10 di aprile di ciascun anno:
- determinazione ed inserimento nel registro di cui al comma 37.1 della deliberazione n. 111/06 del vettore dei coefficienti di ripartizione (distinti per bimestre e per fascia) per tutti i punti di prelievo localizzati nel proprio ambito di competenza che non saranno trattati orari nell'anno corrente con decorrenza 1 maggio;
- c) entro il sest'ultimo giorno lavorativo di ciascun mese:

¹⁰ In caso di attivazione di una nuova connessione si calcolano i CRPP del nuovo punto di prelievo (qualora non ricompreso nel servizio di maggior tutela) utilizzando dei prelievi stimati.

- calcolo dei coefficienti di ripartizione per i punti di prelievo localizzati nel proprio ambito di competenza che dal mese successivo non saranno più ricompresi nel servizio di maggior tutela o per i punti di prelievo per cui è stata attivata una nuova connessione;
- aggiornamento con comunicazione a Terna dei coefficienti di ripartizione di ciascun UdD incluso l'Acquirente Unico, per tenere conto delle modifiche della cessazione del servizio di connessione, dell'attivazione di una nuova connessione, dell'attivazione del trattamento orario, delle dinamiche di switching e dell'aggiornamento annuale dei CRPP.

Imprese Distributrici sottese per il calcolo delle partite di conguaglio

a) entro il 20 di marzo di ciascun anno:

- comunicazione alle imprese distributrici di riferimento, distinta per utente del dispacciamento diverso dall'Acquirente Unico e opportunamente maggiorata per tenere conto delle perdite standard sulle reti di trasmissione e distribuzione, dell'energia complessivamente prelevata:
 - in ciascuna fascia ed in ciascun bimestre dell'anno precedente, dai punti di prelievo localizzati nel proprio ambito trattati per fasce l'anno precedente con riferimento ai soli bimestri in cui essi sono stati trattati per fasce;
 - complessivamente l'anno precedente, dai punti di prelievo localizzati nel proprio ambito di competenza trattati monorari nell'anno precedente¹¹.

Imprese Distributrici di riferimento per il calcolo delle partite di conguaglio

a) entro il 30 di marzo di ciascun anno:

- comunicazione a Terna, distinta per utente del dispacciamento diverso dall'Acquirente Unico e opportunamente maggiorata per tenere conto delle perdite standard sulle reti di trasmissione e distribuzione, dell'energia complessivamente prelevata:
 - in ciascuna fascia ed in ciascun bimestre dell'anno precedente, dai punti di prelievo localizzati nella propria area trattati per fasce l'anno precedente con riferimento ai soli bimestri in cui essi sono stati trattati per fasce;
 - complessivamente l'anno precedente, dai punti di prelievo localizzati nella propria area trattati monorari nell'anno precedente¹².

4.41. Rimangono invariati gli obblighi dei flussi informativi per il calcolo del PRA rispetto a quelli stabiliti dalla deliberazione n. 118/03.

Obblighi a carico di Terna

4.42. L'introduzione del meccanismo di profilazione convenzionale per fasce prevede alcune modifiche agli adempimenti a carico di Terna, con particolare attenzione alle tempistiche rispetto cui fare le attività di propria competenza. Precisamente:

Calcolo dei coefficienti di ripartizione

a) entro il sest'ultimo giorno lavorativo di aprile di ciascun anno

¹¹ Qualora siano disponibili dati di prelievo bimestrali, detti dati devono essere comunicati al posto di quello unico annuale.

¹² Si veda nota 11.

- comunicazione agli UdD dei coefficienti di ripartizione di loro competenza, distinti per area di riferimento, per fascia e per bimestre, i quali avranno decorrenza dal mese successivo;

Calcolo delle partite di conguaglio

- entro il 20 aprile di ciascun anno
 - determinazione e comunicazione agli UdD delle partite fisiche ed economiche di conguaglio di loro competenza, relative a ciascun bimestre e a ciascuna fascia dell'anno precedente;
- entro il 30 aprile di ciascun anno
 - liquidazione delle partite economiche relative agli UdD e alle imprese distributrici.

4.43. Rispetto alla profilazione convenzionale vigente, le scadenze inerenti la determinazione e liquidazione delle partite di conguaglio sono posticipate di un mese, in considerazione dell'aumento dei dati da trasferire da parte delle imprese distributrici a Terna. A fronte di questa dilazione, l'Autorità intende dare carattere definitivo ai dati comunicati dalle imprese distributrici ai fini del conguaglio, ovvero rendere inaccettabili delle successive modifiche conseguenti a rilevazioni successive rispetto alla scadenza medesima. In questo modo Terna può procedere ad una definitiva liquidazione delle partite di conguaglio al 30 aprile, con conseguente chiusura del bilancio energetico annuale.

- Q8: Si ritiene che vi siano ulteriori obblighi in merito all'applicazione del load profiling per fasce oltre a quelli illustrati?
- Q9: Si ritiene che gli obblighi imposti a carico delle imprese distributrici e di Terna siano compatibili con i dati a disposizione di questi soggetti, oppure si rendono necessari ulteriori flussi informativi?
- Q10: Si ritiene privilegiare la semplificazione procedurale alla maggior precisione di attribuzione dell'energia elettrica nella previsione di aggiornamento dei CRPP?
- Q11: Si ritengono accettabili le scadenze proposte?

5. Le modalità di applicazione del load profiling per fasce

I due meccanismi

- Come indicato nel capitolo 2, stante l'impossibilità di applicare su tutto il territorio nazionale la profilazione per fasce dall'1 gennaio 2008, si è reso necessario individuare una soluzione transitoria che, fin dall'1 gennaio 2008, assicuri, per le aree in cui tale meccanismo non può essere applicato, una profilazione allineata con l'andamento stimato dei prelievi almeno per i punti di prelievo domestici, al fine di attenuare la distorsione sul segnale di prezzo insita nella normativa vigente.
- Tale obiettivo viene raggiunto tramite l'applicazione di due distinti meccanismi, fra loro alternativi e mutuamente esclusivi in ogni area di riferimento:
 - meccanismo di load profiling per fasce come descritto nel capitolo 4 del presente documento (soluzione A);
 - meccanismo di profilazione convenzionale semplificato, riconducibile alla vigente profilazione monoraria, inclusivo di una procedura conguaglio correttivo che tenga conto di una profilazione standard per i punti di prelievo domestici (soluzione B).
- La soluzione A del punto 5.2 si applica nelle aree in cui almeno il 90% dell'energia prelevata su base annuale dai punti di prelievo non domestici con potenza disponibile pari od inferiore a

55 kW localizzati nell'area di riferimento sia rilevabile secondo dati differenziati per fascia: la verifica è fatta con riferimento all'energia prelevata nell'anno precedente. In queste aree l'energia prelevata dai punti di prelievo trattati monorari, calcolata come differenza fra l'energia destinata ai punti di prelievo non trattati orari (intesa come somma dei PRA) e l'energia prelevata dai punti di prelievo trattati per fasce, è da ascrivere quasi completamente a punti di prelievo domestici, dal momento che la quasi totalità dell'energia prelevata dai clienti non domestici risulta profilata per fasce: ciò permette di addivenire ad una profilazione per la clientela domestica in linea con l'effettivo andamento dei prelievi di energia elettrica di detto segmento, senza necessità di ulteriori misure correttive.

5.4. Nell'ambito della soluzione A il trattamento per fasce viene esteso a tutti i punti di prelievo inclusi i punti di prelievo domestici, dotati di misuratore elettronico attivo; il trattamento monorario viene, invece, riservato esclusivamente ai punti di prelievo privi di detto misuratore. Per i punti di prelievo con potenza disponibile superiore a 55 kW si applica il trattamento orario.

5.5. In assenza di dati di prelievo differenziati per fascia per tutti i punti di prelievo per l'anno precedente, i 18 CRPP sono assunti pari a $\frac{EP^m}{E^{f+m}}$ dove:

- EP^m è l'energia complessivamente prelevata dal punto di prelievo non trattato orario nell'anno precedente, opportunamente maggiorata per tenere conto delle perdite standard sulle reti di trasmissione e distribuzione;
- E^{f+m} è l'energia complessivamente prelevata da tutti i punti non trattati orari presenti nell'area di riferimento nell'anno precedente, al lordo delle perdite effettive sulle reti di distribuzione e delle perdite standard sulla rete di trasmissione, calcolata come somma dei PRA rilevati in ciascuna ora dell'anno precedente.

Qualora siano disponibili dati differenziati per fascia per l'anno precedente solamente per alcuni punti di prelievo, per gli altri punti valgono le previsioni del paragrafo 4.14, ovvero essi sono comunque ricompresi, ai soli fini del calcolo dei CRPP, fra i punti P^m .

5.6. La soluzione B si applica nelle aree in cui la condizione del punto 5.3 non è soddisfatta. In tali aree si utilizza un profilo standard per i punti di prelievo domestici definito dall'Autorità e applicato con le modalità descritte nel seguito del presente capitolo.

5.7. Il passaggio dalla soluzione B alla soluzione A decorre, al massimo, dal secondo bimestre successivo a quello in cui viene raggiunta la soglia di cui al punto 5.3. Le imprese distributrici di riferimento devono comunicare agli UdD operanti nell'area e a Terna la data di avvio del nuovo meccanismo con almeno 5 mesi di anticipo.

5.8. Indipendentemente dalla soluzione adottata per ciascuna area, le imprese distributrici attivano fin dal 2008 la rilevazione su base bimestrale, con bimestri determinati come al punto 3.34, dei dati di prelievo differenziati per fascia per tutti i punti di prelievo in BT non trattati orari dotati di misuratore elettronico.

5.9. Al fine di ridurre i tempi di attivazione del load profiling per fasce in tutte le aree di riferimento è, inoltre, intenzione dell'Autorità, ferme restando le previsioni attuali, prevedere una priorità a favore dei punti di prelievo non domestici nell'installazione dei misuratori elettronici.

Q12: Si ritiene correttamente individuata la soglia del 90% in energia prelevata dai i punti di prelievo non domestici in BT con potenza disponibile non superiore a 55 kW per l'attivazione del load profiling per fasce nella sua versione definitiva? In alternativa che soglia si suggerisce?

Q13: Si ritiene attuabile dare priorità ai punti di prelievo non domestici nell'installazione dei misuratori elettronici?

Q14: Si ritengono correttamente individuate le tempistiche (5 mesi di anticipo per comunicazione agli UdD) in merito all'attivazione della profilazione per fasce nelle aree di riferimento, per un corretto e ordinato svolgimento delle attività di tutte le categorie di soggetti?

Meccanismo di profilazione convenzionale semplificato

5.10. Per il trattamento orario si applicano le disposizioni previste nel capitolo 4 del presente documento, ovvero sono trattati orari tutti i punti di prelievo in AAT, AT, MT e BT con potenza disponibile sopra i 55 kW.

5.11. Per tutti gli altri punti di prelievo si applica una versione semplificata del metodo per fasce descritto al capitolo 5, basata sulle seguenti disposizioni:

- a) tutti i punti di prelievo non trattati orari appartengono all'insieme P^m , ovvero nessun punto di prelievo è trattato per fasce;
- b) i 18 CRPP assegnati a ciascun punto di prelievo sono uguali fra loro e pari a $\frac{EP^m}{E^{f+m}}$, analogamente a quanto previsto nella disciplina vigente;
- c) le partite fisiche ed economiche di conguaglio degli UdD sono calcolate su base annuale, secondo una metodologia correttiva, sviluppata dall'Autorità per tenere conto di un profilo standard assegnato ai punti di prelievo domestici.

5.12. La procedura di conguaglio del meccanismo semplificato assegna ad ogni UdD diverso dall'Acquirente Unico una partita economica di conguaglio pari alla differenza fra un onere a consuntivo (ex-post) determinato tenendo conto del profilo standard associato ai punti di prelievo domestici nella titolarità del medesimo UdD, ed un onere preventivo (ex-ante) attribuito al medesimo UdD sulla base dell'energia ad esso assegnata in sede di profilazione convenzionale, energia che risulta avere un profilo omotetico con il PRA.

5.13. Nel seguito la procedura di conguaglio del meccanismo semplificato viene descritta nel dettaglio: l'onere complessivo a carico di ciascun UdD è riportato nel punto 5.21, mentre le formule dal punto 5.14 al punto 5.20 illustrano le diverse grandezze necessarie alla sua determinazione. la procedura prevede la ripartizione del PRA in due porzioni, una relativa ai punti di prelievo domestici, ottenuta tramite profilazione standard per categoria, e una relativa ai rimanenti punti di prelievo, complementare alla precedente; le due porzioni del PRA sono ripartite fra gli UdD in ragione dell'energia prelevata da ciascuno; i dati relativi a ciascun UdD sono, infine, utilizzati per il calcolo dell'onere ex-post di sua competenza.

5.14. L'energia E_{AU}^d complessivamente prelevata dalle utenze domestiche ricomprese nel servizio di maggior tutela è pari a

$$E_{AU}^d = E^{f+m} - \sum_{u \neq AU} E_u - E_{AU}^{nd}$$

dove

- E^{f+m} è l'energia complessivamente destinata a tutti i punti non trattati orari al lordo delle perdite standard sulla rete di trasmissione e al lordo delle perdite effettive sulle reti di distribuzione;

- E_u è l'energia effettivamente prelevata dall'u-esimo UdD, opportunamente maggiorata per tenere conto delle perdite standard sulle reti di trasmissione e distribuzione;
- E_{AU}^{nd} è l'energia effettivamente prelevata dalle utenze non domestiche ricomprese nel servizio di maggior tutela, opportunamente maggiorata per tenere conto delle perdite standard sulle reti di trasmissione e distribuzione;

E_{AU}^d ricomprende anche il delta perdite relativo all'area di riferimento che rimane a carico dell'Acquirente Unico, come previsto anche nella versione definitiva del meccanismo a regime.

5.15. L'energia complessivamente prelevata dai punti di prelievo domestici è pari a

$$E^d = \sum_{u \neq AU} E_u^d + E_{AU}^d$$

dove E_u^d è l'energia effettivamente prelevata dai punti di prelievo domestici nella titolarità dell'u-esimo UdD, opportunamente maggiorata per tenere conto delle perdite standard sulle reti di trasmissione e distribuzione;

5.16. L'energia E_h^d attribuita convenzionalmente ai fini del conguaglio del meccanismo semplificato ai punti di prelievo domestici in ciascuna ora h è ottenuta applicando all'energia complessiva E^d un profilo standard per categoria definito dall'Autorità.

5.17. L'energia E_h^{nd} attribuita convenzionalmente ai fini del conguaglio del meccanismo semplificato ai punti di prelievo non domestici in ciascuna ora h è pari a:

$$E_h^{nd} = PRA_h - E_h^d$$

dove PRA_h è il prelievo residuo di area relativo all'ora h ;

5.18. I profili orari corretti relativi alle utenze domestiche e non domestiche sono ripartiti fra gli utenti del dispacciamento diversi dall'Acquirente Unico in ragione dell'energia complessivamente prelevata dalle utenze di ciascuna categoria nella loro titolarità:

$$E_{h u}^d = E_h^d \cdot \frac{E_u^d}{E^d}$$

$$E_{h u}^{nd} = E_h^{nd} \cdot \frac{E_u^{nd}}{E^{nd}}$$

5.19. L'onere ex-post a carico degli utenti del dispacciamento diversi dall'Acquirente Unico è, quindi, pari a

$$O_u^{ex-post} = \sum_h E_{h u}^{nd} \cdot P_h + \sum_h E_{h u}^d \cdot P_h$$

dove P_h è un prezzo orario che tiene conto del costo dell'energia nell'ora h e degli oneri di dispacciamento relativi alla medesima ora.

L'onere ex-post rappresenta il costo dell'energia con riferimento al profilo assegnato al singolo UdD ottenuto applicando un profilo standard alle utenze domestiche nella sua titolarità.

5.20. Ciascun UdD in sede di determinazione dell'energia prelevata in ciascuna ora ai fini del dispacciamento è stato soggetto ad un onere pari a

$$O_u^{ex-ante} = CRPU_u \cdot \sum_h PRA_h \cdot P_h = CRPU_u \cdot E^{f+m} \cdot \bar{P} = E_u^{attrib} \cdot \bar{P}$$

dove

- $\bar{P} = \frac{\sum_h PRA_h \cdot P_h}{E^{f+m}}$ è il prezzo medio di conguaglio riferito al profilo assunto dal PRA;
- $E_u^{attrib} = \sum_h E_{hu} = CRPU_u \cdot \sum_h PRA_h = CRPU_u \cdot E^{f+m}$ è l'energia complessivamente attribuita per via convenzionale all'UdD u nel bimestre.

5.21. La partita economica di conguaglio a carico di ciascun UdD diverso dall'Acquirente Unico risulta pari alla differenza fra l'onere determinato ex-post e l'onere attribuito ai fini del dispacciamento di cui al punto 5.20.

$$O_u^{cong} = O_u^{ex-post} - O_u^{ex-ante}$$

5.22. Per quanto concerne la partita economica di conguaglio dell'Acquirente Unico risulta:

$$O_{AU}^{cong} = -\sum_u O_u^{cong}$$

Q15: Si ritiene che la procedura di conguaglio del meccanismo semplificato possa trasferire un segnale di prezzo dell'energia elettrica relativo ai prelievi dei punti domestici in linea con quanto previsto nell'ambito del servizio di maggior tutela?

Obblighi informativi a carico degli operatori

5.23. L'applicazione della procedura di conguaglio del meccanismo semplificato richiede la modifica di alcuni obblighi informativi a carico degli operatori coinvolti. Precisamente:

- entro il 20 marzo di ciascun anno le imprese distributrici sottese comunicano alle imprese distributrici di riferimento l'energia complessivamente prelevata l'anno precedente dai punti di prelievo non trattati orari localizzati nel proprio ambito territoriale, distinta per utente del dispacciamento e per tipologia di utenza (domestica e non domestica), opportunamente maggiorata per tenere conto delle perdite standard sulle reti di trasmissione e distribuzione; per l'Acquirente Unico deve essere comunicato solamente il dato relativo alle utenze non domestiche; la comunicazione deve essere riferita ai soli bimestri in cui non è stato attivato il meccanismo di profilazione convenzionale per fasce e non del meccanismo semplificato.
- entro il 30 marzo di ciascun anno le imprese distributrici di riferimento comunicano a Terna l'energia complessivamente prelevata l'anno precedente dai punti di prelievo non trattati orari localizzati nella propria area di riferimento, distinta per utente del dispacciamento e per tipologia di punti (domestici e non domestici), opportunamente maggiorata per tenere conto delle perdite standard sulle reti di trasmissione e distribuzione; per l'Acquirente Unico deve essere comunicato solamente il dato relativo alle utenze non domestiche; la comunicazione deve essere riferita ai soli bimestri in cui non è stato attivato il meccanismo di profilazione convenzionale per fasce e non del meccanismo semplificato

5.24. In caso di non coincidenza fra l'anno solare e il periodo di rilevazione è possibile ricorrere al criterio del pro-rata giorno per la determinazione dell'energia prelevata l'anno precedente ai fini del dispacciamento. I dati relativi ai punti di prelievo per i quali nel corso dell'anno precedente sia stata attivata la rilevazione dei prelievi per fascia devono essere congruenti con

quelli messi a disposizione dei relativi UdD sulla base del flusso informativo di cui ai punti da 4.35 a 4.38. I dati comunicati sono da intendersi a titolo definitivo. Eventuali errori di stima sono recuperati nel conguaglio relativo all'anno successivo.

- 5.25. Terna procede alla determinazione delle partite di conguaglio entro il 20 maggio di ciascun anno con conseguente liquidazione entro il 31 maggio di ciascun anno: rispetto alle tempistiche previste nella versione definitiva del meccanismo di profilazione convenzionale, si prevede un ulteriore mese di tempo per tenere conto della maggiore onerosità della procedura di conguaglio del meccanismo semplificato rispetto alla procedura di conguaglio del meccanismo del load profiling per fasce a regime di cui al capitolo 4.

Q16: Si ritiene vi siano altri obblighi informativi sottesi all'applicazione della procedura di conguaglio del meccanismo semplificato?

Q17: Si ritengono accettabili le scadenze previste con le esigenze di calcolo sottese alla procedura di conguaglio del meccanismo semplificato?