

Atto n. 24/07

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

Documento per la consultazione
Mercato di incidenza: energia elettrica
18 giugno 2007

Premessa

La deliberazione n. 256/06 ha avviato un procedimento avente ad oggetto la definizione delle modalità di determinazione convenzionale dell'energia prelevata nell'ambito del servizio di dispacciamento, in relazione alla possibilità di estendere il trattamento orario o di introdurre un trattamento per raggruppamenti orari dell'energia elettrica prelevata dai punti di prelievo di Media e Bassa Tensione. Il meccanismo di profilazione convenzionale dell'energia elettrica prelevata ai fini del dispacciamento, stabilito con la deliberazione n. 118/03 e in vigore dal 2004, ha rivestito un ruolo essenziale per l'avvio del dispacciamento di merito economico e della borsa elettrica e ha contribuito a garantire l'ordinato e regolare svolgimento dell'operatività delle transazioni commerciali del nuovo assetto. D'altro canto la determinazione convenzionale vigente, la cui riconosciuta semplicità di fondo ne ha permesso l'implementazione e l'utilizzo in tempi rapidi da parte degli operatori, attribuisce a tutti i punti di prelievo di un determinato ambito territoriale non trattati su base oraria il medesimo andamento dei prelievi, annullando di fatto la possibilità di trasferimento del corretto segnale economico relativo all'andamento reale dei prelievi agli utenti del dispacciamento, e quindi ai titolari dei punti di prelievo di loro competenza.

Con la progressiva apertura del mercato, e come per altro anche indicato dalla direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003, si rende sempre più opportuna la trasferibilità nei prezzi del corretto segnale economico in relazione ai prelievi effettivi, ai fini di una reale contendibilità del settore.

Con il presente documento per la consultazione l'Autorità intende formulare proposte di modifica della determinazione convenzionale dei profili di prelievo volte ad un miglior trasferimento del segnale economico di prezzo, al fine di consentirne l'applicazione a partire dall'1 gennaio 2008; le proposte di modifica riguardano in particolare:

- 1) il meccanismo di attribuzione ex-ante con una revisione volta a tenere conto, ai fini del dispacciamento, dell'energia elettrica effettivamente prelevata in ciascuna fascia oraria, analizzando i possibili diversi gradi di applicazione di tale meccanismo (opzioni), ivi inclusa l'estensione del trattamento orario a talune categorie di punti;*
- 2) la procedura di conguaglio periodica, non solo per il necessario adeguamento alla determinazione convenzionale per fasce, ma anche nella periodicità di determinazione delle partite fisiche ed economiche di conguaglio verso gli utenti del dispacciamento e verso le imprese distributrici per quanto attiene alle perdite effettive sulle reti di distribuzione.*

I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità, per iscritto, le loro osservazioni e le loro proposte entro il 23 luglio 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

<i>Premessa</i>	2
1. Sommario	4
2. Inquadramento procedurale ai fini AIR	5
Finalità e tempi dell'intervento	6
Destinatari	7
3. Contesto normativo e motivazioni alla base degli interventi	8
Contesto normativo	8
Meccanismo vigente e motivazioni degli interventi proposti	9
4. Il load profiling per fasce	11
Premessa	11
Calcolo dei coefficienti di ripartizione	12
Determinazione dell'energia prelevata ai fini del dispacciamento	14
Il conguaglio periodico	15
L'impatto del load profiling per fasce	18
5. L'applicazione del load profiling per fasce	19
Gli obiettivi dell'intervento	19
Trattamento orario, per fasce e monorario: le opzioni	20
Trattamento orario, per fasce e monorario: valutazione delle opzioni	22
La procedura di conguaglio: le opzioni e la relativa valutazione	23
6. Illuminazione pubblica	26
La disponibilità delle misure e definizione punti di prelievo	26
Applicazione del load profiling per IP	27

1. Sommario

La modalità di determinazione convenzionale dell'energia prelevata ad oggi vigenti sono definite dalla deliberazione 16 ottobre 2003, n. 118/03 e sono basate su un meccanismo di profilazione per area che attribuisce a tutti i punti di prelievo localizzati nella medesima area un profilo omotetico al prelievo residuo dell'area stessa. Questa situazione impedisce il trasferimento agli utenti del dispacciamento di un segnale di prezzo allineato con l'effettivo andamento dei propri prelievi, come invece sarebbe richiesto dalla direttiva europea 2003/54/CE, ed evidenzia, nel contempo, sussidi fra utenti caratterizzati da curve di prelievo sensibilmente differenti.

Al fine di risolvere queste criticità e di procedere ad una revisione generale delle modalità di profilazione convenzionale dell'energia prelevata, l'Autorità, con la deliberazione 21 novembre 2006, n. 256/06, ha avviato un apposito procedimento per valutare sia l'estensione del trattamento orario a taluni segmenti di clientela sia l'applicazione di un meccanismo di profilazione convenzionale articolato per raggruppamenti orari.

Col presente documento di consultazione, che costituisce il primo atto del procedimento succitato e che risulta altresì inserito nell'ambito dell'analisi dell'impatto della regolazione, l'Autorità intende illustrare i propri orientamenti in materia. Nel presente documento si fornisce una panoramica generale, ma esaustiva, dei differenti aspetti sottesi alla determinazione convenzionale dell'energia prelevata ai fini del servizio di dispacciamento, tenendo conto delle interazioni con gli aspetti inerenti alla liberalizzazione del servizio di vendita, destinata a completarsi con il conseguimento del diritto alla scelta del proprio fornitore di energia elettrica da parte dei clienti domestici, e con gli aspetti inerenti le modalità di rilevazione e registrazione dei dati di prelievo e della messa a disposizione di tali dati da parte delle imprese distributrici.

In primo luogo è presentato un meccanismo di profilazione per area articolato in raggruppamenti orari, sviluppato dall'Autorità per sostituire il sistema monorario vigente, nell'ottica di risolverne le principali criticità. La proposta prevede il calcolo di coefficienti di ripartizione per ciascun punto di prelievo differenziati per fascia oraria, determinati sulla base dei prelievi registrati l'anno precedente e l'applicazione di prezzi di conguaglio anch'essi differenziati sulle varie fasce orarie. I coefficienti di ripartizione possono essere unici su base annuale oppure differenziati per tenere conto della stagionalità dei prelievi: in tale caso essi sono calcolati sulla base dei prelievi registrati nel periodo omologo dell'anno precedente.

Le modalità di applicazione del nuovo meccanismo sono poste in consultazione attraverso differenti opzioni, valutate sulla base dei tre seguenti obiettivi:

- a) trasferimento agli utenti del dispacciamento (e, di conseguenza, ai clienti finali) di un segnale di prezzo coerente con l'andamento dei propri consumi, in linea con quanto previsto dalla direttiva europea 2003/54/CE;
- b) semplicità di implementazione del nuovo meccanismo di profilazione convenzionale da parte delle imprese distributrici;
- c) equità di trattamento per gli utenti del dispacciamento per quanto attiene la valorizzazione dei corrispettivi per il servizio di dispacciamento, il che si traduce nella riduzione od eliminazione dei sussidi fra diverse categorie di utenti.

Per i punti di prelievo in altissima, alta, media e bassa tensione non domestici con potenza disponibile superiore a 55 kW si suggerisce esclusivamente l'estensione a tutti i punti del trattamento orario, già previsto nell'ambito della deliberazione n. 118/03 per tutti i punti di prelievo rientranti nel mercato libero e dotati di misuratore orario: non sono presentate alternative in quanto tale soluzione massimizza gli obiettivi di equità e di trasferimento del segnale di prezzo senza comportare apprezzabili aggravii a carico delle imprese distributrici rispetto agli obblighi posti loro in capo dalla normativa vigente.

Per i restanti punti di prelievo in bassa tensione (domestici e non domestici con potenza disponibile non superiore a 55 kW) sono descritte quattro differenti opzioni: l'opzione zero si configura come mantenimento della situazione attuale (load profiling monorario), mentre le opzioni 2 e 3 prevedono

l'applicazione del meccanismo di profilazione convenzionale articolato per raggruppamenti orari, differenziandosi solamente per l'insieme dei soggetti cui estendere il trattamento orario e, per complemento, per l'insieme dei soggetti cui applicare la profilazione convenzionale; infine l'opzione 4 ipotizza il trattamento orario per tutti i punti di prelievo, relegando il meccanismo di profilazione convenzionale ad un ruolo residuale.

Particolare attenzione è posta anche alla fase di conguaglio sottesa al meccanismo di profilazione convenzionale: fatta salva la liquidazione annuale delle partite economiche di conguaglio a carico dei vari utenti del dispacciamento, sono poste in consultazione differenti periodicità relative alla determinazione di tali partite, annuale, semestrale, trimestrale, bimestrale e mensile, valutate sulla base dei medesimi obiettivi utilizzati per le opzioni relative alle modalità di applicazione del load profiling. In tale contesto, è anche analizzata nel dettaglio la problematica della sincronizzazione dei dati di prelievo, mettendo a confronto le esigenze di tempestiva messa a disposizione dei dati effettivi di misura, evidenziate dai venditori, con le esigenze sottese alla corretta determinazione delle partite di conguaglio

L'ultimo capitolo del documento di consultazione è infine dedicato alle problematiche inerenti l'illuminazione pubblica: muovendo dalle criticità sollevate dagli operatori in merito all'effettiva disponibilità dei dati di misura di tali prelievi e alle distorsioni causate dall'applicazione del profilo associato agli impianti con dispositivo di variazione del flusso luminoso, sono ipotizzate delle definizioni di punto di prelievo per l'illuminazione pubblica, per i quali procedere alla rilevazione dei dati di prelievo effettivi anche attraverso algoritmi di tipo ingegneristico, e sono state riviste le modalità di profilazione convenzionale vigenti: si mantiene il meccanismo per categoria, ma si definisce a priori un profilo ex-ante per ciascun punto di prelievo per illuminazione pubblica riservandosi la possibilità di conguagliarlo ex-post sulla base dei prelievi effettivi e sulla base del profilo per categoria ad esso associato. I profili a conguaglio e ex-ante sono desunti dagli attuali profili per categoria previsti dalla deliberazione 1 aprile 2004, n. 52/04.

2. Inquadramento procedurale ai fini AIR

2.1. 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, dando mandato alla Direzione Energia Elettrica (i cui compiti ed attività sono, a seguito della deliberazione 28 dicembre 2006 n. 328/06, ricompresi fra le mansioni di competenza della Direzione Mercati) affinché procedesse:

- allo svolgimento delle attività conoscitive ed istruttorie ai fini della formazione di provvedimenti aventi ad oggetto la definizione delle modalità di determinazione convenzionale dell'energia elettrica prelevata nell'ambito del servizio di dispacciamento;
- alle convocazioni e all'organizzazione degli incontri con gli operatori ritenuti necessari, fissandone le modalità in relazione alle esigenze di conduzione e sviluppo del procedimento;
- alla predisposizione di documenti per la consultazione e di proposte all'Autorità per gli interventi di competenza.

2.2. L'Autorità ha inserito il procedimento per la definizione delle modalità di determinazione convenzionale dell'energia elettrica prelevata nell'ambito del servizio di dispacciamento, avviato con la deliberazione n. 256/06, tra i procedimenti soggetti all'analisi di impatto della regolazione nel corso dell'anno 2007 (di seguito: Air).

2.3. L'attuazione della sperimentazione Air, avviata con la deliberazione 28 settembre 2005, n. 203/05, è stata inserita nel piano triennale delle attività adottato dall'Autorità con la deliberazione 9 gennaio 2006, n. 1/06 e successivamente confermata con la deliberazione 8

gennaio 2007 recante l'aggiornamento del medesimo piano triennale per il triennio 2007-09. Come evidenziato nelle linee guida adottate con la deliberazione 11 gennaio 2005 n. 1/05¹, l'Air si inserisce nel quadro di azioni rivolte alla semplificazione e manutenzione del quadro regolatorio, alla efficienza ed efficacia dei processi di comunicazione interni e quelli dedicati ai consumatori, agli operatori ed alle istituzioni. L' Air rientra, infatti, in un'organica strategia di semplificazione e razionalizzazione dei procedimenti amministrativi con la duplice funzione di valutare anticipatamente la necessità e l'impatto in termini qualitativi e, ove possibile, quantitativi di eventuali azioni regolatorie e di migliorare i processi della già intensa attività di interlocuzione con i settori regolati.

Finalità e tempi dell'intervento

2.4. La procedura Air prevede una iniziale fase ricognitiva sull'argomento oggetto dei procedimenti. A questa fase vengono ricondotte le attività già svolte dalla ex Direzione Energia Elettrica negli ambiti de:

- la raccolta di elementi e di contributi in merito pervenuti dalle osservazioni a:
 - il documento per la ricognizione sui servizi di misura dell'energia elettrica e di aggregazione delle misure ai fini del dispacciamento (di seguito: documento di ricognizione), pubblicato in data 13 aprile 2005 dalla Direzione Energia Elettrica;
 - il documento per la consultazione "Proposte per la diffusione dei misuratori elettronici e dei sistemi di telegestione per l'utenza di bassa tensione" pubblicato in data 26 luglio 2006 (di seguito: documento per la consultazione 26 luglio 2006);
- l'illustrazione dell'opportunità di revisione delle modalità di profilazione convenzionale in alcuni incontri, non solo riguardanti tale tema, con le categorie di soggetti sui quali un'eventuale ridefinizione di tali modalità determinerebbe gli effetti più significativi.

2.5. Conformemente alle indicazioni dettate dalle procedure Air, il presente documento di consultazione:

- illustra e discute 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 di prezzo all'Utente del dispacciamento, e quindi al cliente finale, circa il valore dell'Energia Elettrica nei diversi raggruppamenti orari;
- presenta le implicazioni implementative del modificato meccanismo di profilazione, ovvero delle attività strettamente *ex-ante*, e della procedura di conguaglio connessa, ovvero delle attività inerenti l'*ex-post*, sollecitando commenti e suggerimenti da parte dei soggetti interessati al provvedimento;
- delinea gli obiettivi generali e specifici che l'Autorità si prefigge di raggiungere con l'intervento regolatorio in esame;
- presenta alcune possibili opzioni in merito all'applicazione dei meccanismi vigenti e/o innovativi, includendo anche l'eventuale opzione 0 quale opzione *baseline* di "non modifica", o con minime variazioni, della regolazione esistente;
- confronta tra loro le opzioni prospettate rispetto agli obiettivi generali e specifici dell'intervento regolatorio.

¹ "Linee guida dell'Autorità per l'Autorità per l'energia elettrica ed il gas per il piano triennale 2005-2007 e per il piano operativo 2005", deliberazione 11 gennaio 2005 n. 1/05.

- 2.6. Il presente documento di consultazione include inoltre proposte di modifiche al vigente trattamento convenzionale dei prelievi dell'illuminazione pubblica. Il trattamento convenzionale destinato ai punti di prelievo del mercato libero corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica rientra nella tipologia delle profilazioni convenzionali per categoria. Tale trattamento, introdotto dalla deliberazione, 1 aprile 2004, n. 52/04, ha mostrato criticità connaturate con la metodologia adottata e con le modalità di applicazione stabilite. La proposta in merito del presente documento è volta a rettificare la situazione di limitata congruenza intrinseca che il metodo attuale e la relativa applicazione ingenerano. Vista la finalità della proposta di ripristinare un corretto e ordinato svolgimento delle attività di profilazione di tale tipo di prelievo ai fini del dispacciamento in tempi brevi, la modifica della profilazione convenzionale dei prelievi dedicata all'Illuminazione Pubblica è sottratta alla procedura Air.
- 2.7. Il piano di consultazione prevede entro la pausa estiva l'emanazione di un secondo documento per la consultazione contenente le proposte finali redatte tenendo conto anche delle osservazioni mosse al riguardo dagli operatori ed analizzate dagli Uffici dell'Autorità al presente documento per la consultazione, per poi addivenire all'emanazione del provvedimento entro settembre 2007.

Destinatari

- 2.8. Le proposte contenute nel presente documento si rivolgono direttamente a:
- le imprese distributrici, ad oggi responsabili in gran parte delle esistenti procedure di profilazione convenzionale, chiamate dalle presenti proposte a modificare le proprie procedure di raccolta dei dati di prelievo, di calcolo e di trasferimento informazioni verso Terna;
 - Terna, coinvolta nelle modifiche dei propri processi organizzativi principalmente per quanto attiene ai cambiamenti inerenti alla fase della procedura di conguaglio;
 - Acquirente Unico che non risulterà più coinvolto nelle liquidazioni delle partite economiche derivanti dalle procedure di conguaglio delle perdite effettive sulle reti di distribuzione, decadendo il proprio ruolo di operatore residuale.

I soggetti sopraelencati rappresentano pertanto i destinatari "diretti" ovvero quelli le cui funzioni sarebbero modificate direttamente dall'eventuale intervento regolatorio posto in consultazione.

- 2.9. D'altro canto le proposte di modifica del meccanismo di profilazione convenzionale hanno come finalità proprio avere una ricaduta anche su altri soggetti, che ne rappresentano i destinatari "indiretti", ovvero quei soggetti per i quali l'intervento produrrà comunque degli effetti, pur non richiedendo direttamente la modifica delle loro attività. Questi sono identificabili con:
- gli Utenti del dispacciamento, verso i quali è rivolta una delle finalità principali della presente proposta di modifica, ovvero la possibilità di trasferire ad essi un segnale di prezzo coerente con l'andamento temporale dei consumi dei punti di prelievo che rientrano nei loro contratti di dispacciamento;
 - i clienti finali connessi in bassa tensione (di seguito: BT) ai quali può essere trasferito un segnale di prezzo dai propri venditori, senza essere economicamente svantaggioso per questi ultimi, tramite offerte commerciali sia vantaggiose rispetto alle loro abitudini di consumo sia incentivanti un uso efficiente dell'energia.

3. Contesto normativo e motivazioni alla base degli interventi

Contesto normativo

- 3.1. 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.
- 3.2. Con il Testo Integrato dei servizi di trasmissione, distribuzione, vendita² e misura, valido per il periodo di regolazione 2004-2007, emanato con deliberazione 30 gennaio 2004, n. 05/04 (di seguito: Testo Integrato), è stato dato avvio ad un processo di installazione di misuratori orari per tutti i clienti connessi in media tensione indipendentemente dalla loro appartenenza al mercato libero o a quello vincolato³. Il processo è stato portato a termine da tutte le imprese distributrici entro il 15 aprile 2007⁴, a meno dell'1% dei punti di prelievo in alta e media tensione ai sensi della deliberazione 14 marzo 2007, n. 58/07. Per effetto di tale processo, sussiste oggi la disponibilità delle misure orarie per tutti i clienti, del mercato vincolato e del mercato libero, connessi in altissima, alta e media tensione. Inoltre, le analisi condotte dagli uffici dell'Autorità nell'ambito dell'installazione dei misuratori elettronici per i clienti in bassa tensione (anche tramite le risposte al documento per la consultazione 26 luglio 2006) hanno evidenziato come le misure orarie siano già disponibili anche per diversi punti di prelievo connessi in bassa tensione, laddove le imprese distributrici abbiano installato misuratori orari con le stesse caratteristiche di quelli adatti alla media tensione. Con la deliberazione 20 dicembre 2006, n. 292/06 (di seguito: deliberazione n. 292/06), modificando la deliberazione n. 118/03, l'Autorità ha precisato, fra l'altro, che tutti i punti di prelievo del mercato libero in bassa tensione con potenza disponibile superiore ai 55 kW, per i quali siano disponibili le misure orarie⁵, debbano essere trattati orari. Questa precisazione si è resa necessaria dal momento che la deliberazione n. 118/03 nulla precisava in merito a questa particolare categoria di punti di prelievo.
- 3.3. Alla luce di quanto sopra illustrato, e tenendo conto altresì delle criticità emerse in sede di applicazione della deliberazione n. 118/03 per quanto attiene alla fase di conguaglio, nonché di quanto previsto dalla direttiva europea 2003/54/CE (di seguito: Direttiva) che mira a trasferire ai clienti finali un segnale di prezzo coerente con l'andamento dei propri consumi, l'Autorità ha avviato, come già citato, con la deliberazione n. 256/06, il procedimento per la revisione dei meccanismi di determinazione convenzionale dei profili di prelievo dell'energia elettrica nell'ambito del servizio di dispacciamento. Tale procedimento è finalizzato a proporre delle modalità di profilazione convenzionale più consone all'attuale contesto regolatorio e normativo ed alle esigenze mosse dagli operatori.
- 3.4. Nel contempo con la già citata deliberazione n. 292/06, recante direttive per l'installazione di misuratori elettronici per i punti di prelievo in bassa tensione, l'Autorità ha stabilito l'obbligo per le imprese distributrici di installazione di misuratori elettronici presso tutti i punti di

² Inteso come il servizio di vendita ai soli clienti del mercato vincolato

³ Fino a quel momento solamente per i clienti del mercato libero in media tensione esisteva l'obbligo del misuratore orario

⁴ Le verifiche in materia sono in corso da parte degli uffici dell'Autorità.

⁵ Per disponibilità delle misure orarie si intende la rilevazione per via telematica di tali dati e il relativo invio al centro di controllo dell'impresa distributtrice, aspetto definito per i misuratori orari e non ancora assumibile per tale per i misuratori elettronici allorché l'Autorità non ha ancora deliberato le funzionalità minime obbligatorie per i centri di telegestione.

prelievo in bassa tensione, ponendo i presupposti tecnologici per l'eventuale successiva estensione anche a tutti i clienti in bassa tensione dell'applicazione del trattamento su base oraria nonché, alternativamente, per l'applicazione della rilevazione dell'energia elettrica prelevata in determinati raggruppamenti orari e la possibilità di rilevazione dei dati di misura di energia elettrica prelevata in istanti prefissati.

Meccanismo vigente e motivazioni degli interventi proposti

3.5. Come noto, il meccanismo di profilazione convenzionale dei prelievi di energia elettrica adottato per il sistema italiano con la deliberazione n. 118/03 rientra nella classe dei meccanismi di load profiling "per area"⁶. L'implementazione stabilita per il settore elettrico italiano si articola nelle seguenti fasi:

- a) Determinazione, con periodicità mensile, dei "Coefficienti di Ripartizione" (CRP) per ogni utente del dispacciamento (UdD) titolare di punti di prelievo non trattati su base oraria localizzati in un'area di riferimento⁷, sulla base dei consumi dei predetti punti di prelievo nell'anno solare precedente; l'insieme dei predetti punti di prelievo corrispondenti a ciascun UdD e, conseguentemente il CRP ad esso attribuito, è aggiornato mensilmente per tenere conto delle variazioni dell'insieme dei punti di prelievo in seguito a cambiamento di fornitore (*switching*);
- b) Determinazione per ciascuna ora, del Prelievo Residuo di Area (PRA), pari alla energia complessivamente prelevata in un'area di riferimento dai punti di prelievo non trattati su base oraria, calcolata come differenza fra l'energia immessa nell'area da un lato e l'energia elettrica prelevata dalla medesima area dai punti di prelievo trattati orari e dai punti di prelievo corrispondenti agli impianti di illuminazione pubblica del mercato libero dall'altro, corretta con le perdite standard sulle reti di distribuzione e trasmissione. Ai fini della determinazione delle partite economiche del servizio di dispacciamento, il PRA di ciascuna ora è ripartito convenzionalmente fra tutti gli UdD presenti nell'area di riferimento, nei cui contratti di dispacciamento risultino punti di prelievo non trattati su base oraria, attraverso i rispettivi CRP del mese di competenza; in altre parole, ai fini del dispacciamento, ad ogni UdD in ogni ora è attribuito, per i punti di prelievo non trattati orari, un prelievo di energia elettrica pari al prodotto fra il PRA e il proprio CRP;
- c) Procedura di conguaglio annuale con la quale si valorizza la differenza fra l'energia elettrica effettivamente prelevata dai punti di prelievo non trattati su base oraria di competenza di ciascun UdD e quella attribuitagli per effetto della ripartizione convenzionale di cui al punto b); il prezzo di valorizzazione di tale differenza è determinato come somma fra la media del prezzo di acquisto dell'energia elettrica nell'anno considerato e la media degli oneri di dispacciamento ponderati per il PRA. La procedura prevede anche la presenza di un operatore residuale, identificato con l'Acquirente Unico, a cui è attribuito un conguaglio di segno opposto alla somma di quelli a carico di tutti gli altri UdD in modo tale per cui la partita fisica ed economica di conguaglio dell'Acquirente Unico comprende anche la differenza fra le perdite effettive e quelle standard sulle reti di distribuzione. Tale differenza viene poi ripartita fra le varie

⁶ I meccanismi di load profiling "per area", o geografico-residuali, si caratterizzano per l'individuazione, in un'area di prelievo stabilita, di una quota di energia prelevata "residuale" rispetto ad una categoria di prelievi per cui ci si avvale della rilevazione del dato di prelievo effettivo e per la conseguente attribuzione convenzionale di tale energia residuale tramite coefficienti di attribuzione ai soggetti con titolo al prelievo.

⁷ L'Area di riferimento, definita ai sensi della deliberazione n. 118/03 articolo 3, è una porzione di rete con obbligo di connessione di terzi appartenente ad una zona e comprendente:

a) tutti i punti di prelievo e di immissione, inclusi nella medesima zona, appartenenti ad un'impresa distributrice che ha, all'interno della medesima zona, almeno un punto di interconnessione in alta tensione, denominata impresa distributrice di riferimento;

b) tutti i punti di prelievo e di immissione, inclusi nella medesima zona, appartenenti a una o più imprese distributrici che, all'interno della medesima zona, non hanno punti di interconnessione in alta tensione, e che sono denominate imprese distributrici sottese.

imprese distributrici attraverso appositi meccanismi integrati nella regolazione dell'energia destinata⁸ al mercato vincolato; dette imprese, pertanto, non partecipano direttamente alle operazioni di conguaglio del load profiling.

- 3.6. Il processo illustrato si applica a tutti i punti di prelievo non trattati su base oraria, eccetto quelli relativi agli impianti di illuminazione pubblica del mercato libero, ai quali è attribuito un profilo convenzionale per categoria (ripartizione convenzionale nelle varie ore dell'energia effettivamente consumata dall'impianto sulla base di un profilo di consumo standard definito ex-ante) stabilito dalla deliberazione n. 52/04. In particolare, come già detto, il PRA, calcolato al punto b), è al netto, oltre che dei prelievi dei punti trattati orari, di tutti i prelievi attribuiti all'illuminazione pubblica del mercato libero che vengono trattati separatamente.
- 3.7. La principale motivazione che porta alla revisione del meccanismo vigente consta nel fatto che esso assegna a tutti i punti di prelievo per cui ne è stabilita l'applicazione, ovvero a tutti i punti non trattati orari localizzati nella medesima area di riferimento, un profilo di prelievo morfologicamente simile al PRA (precisamente risultante dal prodotto ora per ora del valore del PRA con il CRP dell'UdD), comportando con ciò una importante inefficienza allocativa dei costi dell'energia elettrica all'ingrosso. Questa situazione rende non conveniente al venditore trasferire ai titolari di punti di prelievo, il cui profilo di prelievo è morfologicamente diverso dal PRA, un segnale di prezzo dell'energia coerente con la distribuzione reale dei loro prelievi, come invece raccomandato dalla Direttiva.
- 3.8. Dal 2005 l'Autorità ha approvato ad alcune imprese distributrici tariffe biorarie di fornitura per il mercato domestico. Tali tariffe risultano sostenibili per le medesime imprese solo in un assetto di mercato vincolato nel quale il distributore, esercente anche del servizio di vendita per i titolari dei punti di prelievo del mercato vincolato, è titolato alla perequazione degli eventuali costi in cui è incorso nell'applicazione della tariffa bioraria autorizzata. In vista della completa liberalizzazione del mercato, per permettere ai venditori, che vengono a sostituire le imprese distributrici nel ruolo di esercenti la vendita di energia elettrica presso quei punti di prelievo dapprima serviti dal distributore stesso, di poter continuare a proporre offerte commerciali in continuità con le tariffe biorarie finora approvate e al contempo di avere corrispondenza con i costi del dispacciamento sostenuti, risulta necessaria una revisione del meccanismo di profilazione convenzionale che consenta di tener conto della distribuzione dei consumi nei diversi raggruppamenti orari.
- 3.9. Secondo la normativa vigente, la fase c) del meccanismo sopra-esposto, ovvero il conguaglio annuale, ha luogo dopo che i distributori abbiano inviato a Terna i dati di prelievo dell'anno precedente relativi ai vari UdD entro il 25 febbraio di ciascun anno. L'esperienza ha mostrato che sussiste un'effettiva difficoltà da parte di Terna a concludere tale processo annuale dovuta alla frequente rettifica dei dati di misura da parte dei distributori con conseguente necessità di ri-aggiustamento continuo delle partite ingenerate. La rettifica può crearsi per due motivi distinti:
- rilevazione del dato di misura successiva al 25 febbraio che rettifica le stime pro-quota giorno eseguite ai sensi del comma 6.4 della deliberazione n. 118/03 per i giorni antecedenti alla fine dell'anno, ma successivi alla rilevazione del dato di misura
 - correzione di errori dei processi di rilevazione dei dati di misura.
- Ciò comporta l'impossibilità per Terna di procedere ad una chiusura effettiva del conguaglio del load profiling con conseguente fatturazione delle corrispondenti partite economiche solamente in acconto.

⁸ L'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato serviti da un'impresa distributtrice è definita all'articolo 31 del Testo Integrato.

- 3.10. La attuale regolamentazione implica, inoltre, che, in sede di conguaglio, la differenza fra le perdite effettive e le perdite standard sulle reti di distribuzione venga assegnata da Terna all'Acquirente Unico. L'Acquirente Unico recupera tale differenza dalle imprese distributrici tramite meccanismi specifici. Con la completa apertura del mercato ai clienti domestici non appare più giustificabile tale ruolo dell'Acquirente Unico e risulta più rispondente a principi di trasparenza ed equità che il conguaglio delle perdite fra effettive e standard avvenga con coinvolgimento diretto da parte di Terna delle imprese distributrici medesime.
- 3.11. Rispetto agli impianti di illuminazione pubblica, gli operatori lamentano una incongruenza fra i profili di prelievo rilevanti ai fini del dispacciamento (di cui alla deliberazione n. 52/04) e quelli relativi adottati per la valorizzazione del servizio di trasporto dell'energia elettrica, nonché una mancata disponibilità dei dati di prelievo mensili che il meccanismo stabilito prevede per la profilazione convenzionale dedicata, non permettendo pertanto un'adeguata attività previsionale per tali consumi.

Q1: Si considera vi siano altre motivazioni che possano giustificare e, conseguentemente, caratterizzare diversamente le proposte di intervento per la revisione del meccanismo di load profiling vigente?

4. Il load profiling per fasce

Premessa

- 4.1. Il meccanismo attuale è basato su un unico profilo di prelievo assegnato a tutti i punti di prelievo (di seguito anche riferito come “meccanismo monorario”) come richiamato nel precedente capitolo del documento. L'Autorità ha studiato, e propone in questo documento, un meccanismo che differenzia l'attribuzione convenzionale dei prelievi del singolo punto sulla base dei dati di prelievo dell'energia elettrica in predeterminati raggruppamenti orari (le cosiddette “fasce”) effettuati in periodi precedenti dal medesimo punto di prelievo. In questo documento tali raggruppamenti sono assunti essere quelli stabiliti con la deliberazione, 2 agosto 2006, n. 181/06.
- 4.2. Un meccanismo di profilazione convenzionale che attribuisce i prelievi in modo differenziato secondo raggruppamenti orari, per una sua corretta ed efficace applicazione, deve poter disporre di rilevazioni periodiche di dati di misura dei prelievi nei medesimi raggruppamenti orari, il che comporta che i punti di prelievo così profilati debbano essere equipaggiati di misuratori che abbiano tale funzionalità, nonché che tali dati siano rilevati con adeguata cadenza. Poiché la deliberazione n. 292/06 prevede che l'installazione dei misuratori elettronici (che permettono la registrazione delle misure per raggruppamenti orari) avvenga in modo graduale e prevede che, anche a regime, possa sussistere una quota di punti di prelievo non equipaggiati di misuratori elettronici, l'implementazione del meccanismo per fasce orarie deve comunque prevedere la gestione di punti di prelievo per i quali non sia disponibile la rilevazione dei consumi per fasce, ma per cui si possa solo disporre della rilevazione del dato di misura di prelievo complessivo in certo arco temporale.
- 4.3. L'algoritmo viene illustrato nelle sue linee fondamentali, secondo la ripartizione nelle tre fasi distinte già richiamate:
- a) calcolo dei coefficienti di ripartizione;
 - b) determinazione dell'energia elettrica prelevata ai fini del dispacciamento;
 - c) conguaglio.

Calcolo dei coefficienti di ripartizione

- 4.4. Nella trattazione a seguire, per semplicità, ci si riferisce ad un'area di riferimento con 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), ovvero per i quali si ha a disposizione un dato di misura di prelievo per ciascun raggruppamento orario, e punti di prelievo trattati monorari (insieme P^m), ovvero aventi a disposizione solamente la misura del prelievo complessivo.
- 4.5. In un meccanismo di profilazione per area, quale quello monorario vigente e quello proposto nel presente documento, il coefficiente di ripartizione di ciascun punto di prelievo rappresenta la frazione del PRA assegnata a ciascun punto di prelievo non trattato orario.
- 4.6. Nel meccanismo monorario vigente il coefficiente di ripartizione è unico per UdD (inteso come l'insieme dei punti di prelievo non trattati orari di sua competenza). Nel meccanismo per fasce proposto si introduce un set di coefficienti di ripartizione differenziati per ciascuna fascia F_i , determinati sulla base dei dati di prelievo nei diversi raggruppamenti orari dell'anno precedente (o periodo omologo dell'anno precedente, in caso di coefficienti differenziati su base temporale inferiore all'anno), per ogni UdD.
- 4.7. Il meccanismo per fasce ripropone una profilazione per area su ciascuna delle tre fasce F_i : in assenza di punti di prelievo trattati monorari (quindi nell'ipotesi che ogni punto di prelievo abbia i dati di prelievo di energia elettrica nei diversi raggruppamenti orari), l'applicazione del load profiling per fasce ripropone, di fatto, l'algoritmo monorario vigente con l'unica variante per cui il coefficiente di ripartizione è sostituito dal set di coefficienti differenziati per fascia.
- 4.8. In ciascuna fascia F_i il coefficiente di ripartizione assegnato al singolo punto di prelievo appartenente all'insieme P^f risulta pari a:

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

dove

- $EP_{F_i}^f$ è l'energia complessivamente prelevata dal punto di prelievo l'anno precedente nella fascia F_i ; maggiorata per tenere conto delle perdite standard sulle reti di trasmissione e distribuzione.
- $E_{F_i}^f$ è l'energia complessivamente prelevata l'anno precedente nella fascia F_i da tutti i punti di prelievo trattati per fasce;
- $E_{F_i}^m$ è l'energia complessivamente prelevata l'anno precedente nella fascia F_i da tutti i punti di prelievo trattati monorari, calcolata come descritto al punto 4.11.

- 4.9. In ciascuna fascia F_i , per il punto di prelievo appartenente all'insieme P^m , il coefficiente di ripartizione è:

$$CRPP_{F_i}^m = \frac{E_{F_i}^m}{E_{F_i}^f + E_{F_i}^m} \cdot \frac{EP^m}{E^m}$$

dove

- EP^m è l'energia complessivamente prelevata dal punto di prelievo l'anno precedente, maggiorata per tenere conto delle perdite standard sulle reti di trasmissione e distribuzione;
- E^m è l'energia complessivamente prelevata l'anno precedente da tutti i punti di prelievo trattati monorari.

4.10. Tutte le grandezze introdotte nelle formule dei coefficienti di tipo “CRPP” sono calcolabili a partire dai dati di misura, ad eccezione del valore di $E_{F_i}^m$ la cui determinazione diretta non è possibile, stante l’assenza dei dati di misura per fasce per i punti P^m : occorre, pertanto, procedere per via indiretta.

4.11. In generale, per la fascia F_i è possibile scrivere la suddetta relazione:

$$E_{F_i}^m = E_{F_i}^{f+m} - E_{F_i}^f - \Delta P_{F_i}$$

dove

- $E_{F_i}^{f+m}$ è l’energia complessivamente prelevata l’anno precedente nella fascia F_i da tutti i punti di prelievo non trattati orari, al lordo delle perdite effettive;

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

con PRA_h è il prelievo residuo di area della generica ora h dell’anno precedente;

- ΔP_{F_i} rappresenta la differenza fra le perdite effettive e quelle standard sulle reti di distribuzione di competenza della fascia F_i , il cosiddetto “delta perdite”.

4.12. Il valore del delta perdite complessivo ΔP dell’area di riferimento relativo a tutte le fasce è pari alla differenza fra i prelievi complessivamente attribuiti ai punti non trattati orari (calcolati come somma dei PRA_h e, pertanto, inclusivi del delta perdite) e l’energia complessivamente prelevata dai punti P^f e P^m nel periodo considerato:

$$\Delta P = E^{f+m} - \sum_i E_{F_i}^f - E^m$$

dove E^{f+m} è l’energia complessivamente prelevata da tutti i punti non trattati orari al lordo delle perdite effettive: $E^{f+m} = \sum_h PRA_h$.

Appare ragionevole che il valore ottenuto sia ripartito convenzionalmente nelle diverse fasce in modo proporzionale all’energia destinata ai punti non trattati orari in ciascuna fascia, così da ottenere il delta perdite per fascia:

$$\Delta P_{F_i} = \frac{E_{F_i}^{f+m}}{E^{f+m}} \cdot \Delta P.$$

4.13. Noto il valore di ΔP_{F_i} dalla formula riportata in 4.12 si ottiene il valore di $E_{F_i}^m$ da utilizzare nel calcolo dei CRPP.

4.14. I coefficienti di ripartizione $CRPU_{F_i}$ associati a ciascun UdD in ciascuna fascia oraria (corrispondenti ai “CRP” della deliberazione n. 118/03, ma articolati per fascia F_i), sono calcolati mensilmente aggregando i $CRPP_{F_i}^m$ e $CRPP_{F_i}^f$, determinati rispettivamente per i punti di prelievo P^m e P^f che risultano nella titolarità di ciascun UdD nel mese successivo. I $CRPU_{F_i}$ sono aggiornati mensilmente per tener conto delle dinamiche di *switching*, a prescindere dalla periodicità di determinazione dei CRPP.

4.15. I coefficienti di ripartizione relativi a ciascun punto di prelievo, $CRPP_{F_i}^f$ e $CRPP_{F_i}^m$ sono validi per tutto l’anno solare (salvo una loro eventuale differenziazione su altra periodicità).

Nel caso di una differenziazione dei CRPP su base non annuale, ma di altro periodo, i termini $E_{F_i}^f$ e $E_{F_i}^{f+m}$ sono le energie complessivamente prelevate relativamente al periodo omologo

dell'anno precedente (ad esempio in caso di periodicità mensile, il coefficiente di gennaio è determinato sulla base dei prelievi del mese di gennaio dell'anno A-1).

- 4.16. La periodicità di determinazione dei CRPP, ovvero la base temporale dei prelievi su cui determinare i CRPP (prelievi annuali, prelievi mensili, prelievi bimensili etc...) può essere correlata alla periodicità di determinazione delle partite fisiche ed economiche di conguaglio. (si veda a tal scopo il paragrafo "il conguaglio periodico"). Coefficienti di ripartizione differenziati lungo l'anno meglio riflettono la diversa stagionalità dell'andamento dei prelievi di energia elettrica da parte dei diversi punti di prelievo.

- Q2: Si ravvisano possibili criticità in merito alla determinazione dei diversi coefficienti di ripartizione?
- Q3: Si ritiene utile inserire il set (vettore) dei coefficienti di ripartizione del punto di prelievo all'interno del flusso informativo dell'anagrafica, ovvero il flusso ai sensi della deliberazione 111/06 comma 37.4?
- Q4: Si considera che una periodicità a frequenza più alta, anziché quella vigente annuale, di determinazione del CRPP del punto di prelievo permetta una significativa maggior aderenza alle abitudini di consumo? Se sì, quale si ritiene sia la periodicità che ottimizza tale vantaggio e al contempo non costituisca un aggravio operativo troppo oneroso per l'impresa distributrice? A tal fine si deve tenere conto della possibile introduzione di una previsione che obblighi alla rilevazione dei dati di misura su base bimestrale per tutti i punti di prelievo.

Determinazione dell'energia prelevata ai fini del dispacciamento

- 4.17. 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.

- 4.18. Per ciascuna ora h dell'anno 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 distribuzione⁹.

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

⁹ La definizione riportata di PRA è quella in vigore ai sensi dell'articolo 4 della deliberazione n. 118/03 e, per quanto concerne il trattamento dell'energia elettrica immessa, nulla viene modificato rispetto alla disciplina vigente dal meccanismo di load profiling per fasce del presente documento.

4.20. Il calcolo dell'energia prelevata da ciascun UdD ai fini del dispacciamento presentato in questo paragrafo è del tutto analogo alla metodologia attualmente vigente definita nell'articolo 5 della deliberazione n. 118/03. Esso è stato riportato in questa sede solamente per esigenze di chiarezza e completezza della trattazione.

Q5: Si riscontrano delle criticità in merito alla determinazione dell'energia prelevata che ne giustificano una modifica rispetto a quanto previsto nella deliberazione n. 118/03 e riportato nel presente paragrafo?

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. La fase di conguaglio della profilazione convenzionale per fasce ai fini del dispacciamento ha come obiettivo di attribuire, a conguaglio, a ciascun UdD l'energia effettivamente consumata dai punti di prelievo di sua competenza in un determinato periodo temporale (periodo di conguaglio), maggiorata delle perdite standard sulle reti di trasmissione e distribuzione e di attribuire l'eventuale delta perdite residuo a carico dei singoli distributori interessati.

4.22. La procedura di conguaglio prevede, col meccanismo vigente, due attività distinte:

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

- determinazione del prezzo di conguaglio;
- determinazione delle partite fisiche di conguaglio, a sua volta suddivisa in
 - i. determinazione delle partite di energia a conguaglio a carico di ogni UdD;
 - ii. determinazione e ripartizione del delta perdite a carico delle imprese distributrici.

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

4.23. Con l'introduzione del meccanismo di profilazione per fasce l'Autorità propone una revisione della procedura di conguaglio: da un lato si prevedono prezzi e partite di conguaglio differenziati sulle varie fasce orarie, dall'altro si ritiene opportuno valorizzare, separatamente dalle altre partite di conguaglio degli UdD, il delta perdite sulle reti di distribuzione per la sua successiva e specifica attribuzione. E' inoltre analizzata la possibilità di procedere al calcolo delle partite fisiche ed economiche, nonché la determinazione di un prezzo di conguaglio, con periodicità inferiore all'anno, ferma restando, per contro, la cadenza annuale della liquidazione delle partite economiche di cui al punto b) del precedente punto.

4.24. La determinazione del prezzo di conguaglio proposta si basa su metodologie analoghe a quanto effettuato nel meccanismo monorario vigente il quale prevede che la valorizzazione delle partite fisiche di conguaglio (fra energia attribuita convenzionalmente lungo l'anno ed energia effettiva prelevata avvenga con un unico prezzo di conguaglio che tiene conto sia del costo dell'energia (attraverso il PUN¹⁰) sia degli oneri di dispacciamento in tutte le ore dell'anno.

Nella configurazione a fasce del meccanismo, i prezzi di conguaglio relativi alla fasce F_i sono 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 della deliberazione n. 111/06), calcolata con riferimento alle ore della fascia F_i .

4.25. Per quanto attiene le partite fisiche di conguaglio, invece, gli algoritmi proposti presentano differenze significative rispetto a quelli attualmente vigenti secondo la deliberazione n.118/03.

¹⁰ Il PUN è il Prezzo di acquisto di cui alla deliberazione n.111/06 comma 30.4 lettera c).

4.26. Per ciascun punto P^f la partita fisica di conguaglio, ovvero l'energia elettrica determinata in fase di conguaglio in ciascuna fascia F_i , è pari alla differenza fra quanto effettivamente prelevato nella medesima fascia maggiorata per tenere conto delle perdite standard sulle reti di trasmissione e distribuzione e quanto attribuito in via convenzionale con riferimento alla medesima fascia. Questa definizione, a meno della differenziazione per fasce, coincide con la definizione delle partite di conguaglio della deliberazione n. 118/03.

4.27. Anche per i punti P^m la partita fisica di conguaglio in ciascuna fascia F_i è stabilita, in principio, come la differenza fra quanto effettivamente prelevato e quanto convenzionalmente attribuito. Risulta, però, non immediatamente applicabile il calcolo di conguaglio già illustrato per i punti P^f per via della disponibilità di un unico dato di energia prelevata nel corso di tutto l'anno (periodo) anziché i dati effettivi di prelievo differenziati per fascia. Per procedere al conguaglio è, pertanto, necessario procedere ad una suddivisione convenzionale del prelievo effettivo complessivo dei punti P^m nelle varie fasce. A tale scopo si introducono i "Coefficienti di Ripartizione di Conguaglio" per fascia:

$$CRPC_{F_i}^m = \frac{E_{F_i}^m}{E^m}$$

dove $E_{F_i}^m$ è l'energia complessivamente prelevata nel periodo di conguaglio di competenza nelle ore della fascia F_i da tutti i punti di prelievo trattati monorari, maggiorata per tenere conto delle perdite standard sulle reti di trasmissione e distribuzione.

Il prodotto dei $CRPC_{F_i}^m$ per l'energia elettrica prelevata dal singolo punto di prelievo dà il valore per fascia dell'energia elettrica effettivamente prelevata dal punto dell'insieme P^m .

4.28. Come già evidenziato in sede di determinazione dei coefficienti di ripartizione, l'energia $E_{F_i}^m$ può essere ricavata solo per differenza in quanto i punti di prelievo P^m sono trattati monorari e, quindi, non si dispone di dati inerenti alla ripartizione dell'energia prelevata per fasce. La metodologia adottata per la sua determinazione ai fini del conguaglio è concettualmente analoga a quella utilizzata per il calcolo dei CRPP e viene pertanto omessa in questa sede per semplicità di trattazione.

4.29. In particolare la parte del delta perdite assegnato a ciascuna impresa distributrice sottesa è pari alla differenza fra l'energia complessivamente attribuita ai punti non trattati orari localizzati sulla rete della medesima impresa e l'energia prelevata effettivamente (aumentata delle perdite standard) di detti punti nel periodo considerato. L'energia complessivamente attribuita ai punti non trattati orari per ogni impresa distributrice sottesa è calcolata in modo analogo al PRA, limitando l'analisi solamente all'ambito di competenza della singola impresa. Il delta perdite così calcolato è poi ripartito sulle varie fasce in modo analogo a quanto effettuato per il delta perdite complessivo dell'area.

4.30. In ciascuna fascia F_i il delta perdite assegnato all'impresa distributrice di riferimento è pari alla differenza fra il delta perdite complessivo dell'area relativo alla medesima fascia e la somma dei delta perdite assegnati alle imprese distributrici sottese nella medesima fascia.

4.31. In ciascuna fascia F_i ogni impresa distributrice paga a Terna se positivo o riceve da Terna se negativo un corrispettivo di conguaglio pari al prodotto fra la quota del delta perdite assegnata alla medesima impresa distributrice nella medesima fascia e il prezzo di conguaglio relativo alla medesima fascia.

4.32. La partita di energia a carico di ciascun UdD in ciascuna fascia è pari alla somma delle partite di conguaglio di ciascun punto di prelievo nella sua titolarità. In sede di determinazione delle

partite di conguaglio devono essere tenute in considerazione le variazioni mensili relative all'insieme dei punti di prelievo di ciascun UdD.

- 4.33. Per ciascuna fascia F_i la partita economica di conguaglio a carico di ciascun UdD è pari al prodotto del prezzo di conguaglio relativo alla medesima fascia e della partita di energia di conguaglio a carico del medesimo UdD nella medesima fascia.
- 4.34. In merito al problema indotto dalla mancata coincidenza fra data di rilevazione dei dati di misura e la data di conclusione del periodo di conguaglio (si veda il punto 3.9), l'Autorità ritiene che la criticità è destinata a ridursi con l'introduzione dell'obbligo di installazione dei misuratori elettronici che consentono la programmazione della registrazione dei dati di misura dell'energia elettrica prelevata; pertanto la disponibilità è quasi garantita anche ai fini del dispacciamento di misure sincrone con il termine del periodo di conguaglio. Per contro, sia per il periodo entro cui non saranno ancora installati tutti i misuratori elettronici secondo le tempistiche della deliberazione n. 292/06, che per quella quota di punti di prelievo che residualmente potrebbero rimanere trattati monorari, l'Autorità ritiene necessario fissare un termine entro il quale i dati di prelievo comunicati dalle imprese distributrici acquisiscono un carattere definitivo e non possono essere ulteriormente modificati (salvo eventi di forza maggiore, quali rilevazione di irregolarità nel processo della rilevazione della misura che non si reiterano nel tempo). In altre parole il dato determinato (rilevato o stimato) e comunicato ai fini del conguaglio risulta definitivo e privo di possibilità di rettifica in seno a quella sessione di conguaglio. Eventuali errori rispetto alle stime possono essere recuperati solamente durante il periodo di conguaglio successivo.
- 4.35. La procedura descritta ipotizza che tutte le due attività distinte al punto 4.22 sono con la medesima periodicità annuale. La procedura può essere applicata anche con periodicità inferiore all'anno per le attività di calcolo delle partite fisiche ed economiche: in tale caso i prezzi di conguaglio e le partite di energia relative a ciascun UdD e al delta perdite per ogni impresa distributtrice sono calcolate con riferimento al periodo di conguaglio concluso¹¹ e non all'anno precedente. Ferma restando la periodicità annuale della liquidazione delle partite economiche di cui alla lettera b) al punto 4.15, le opzioni allo studio dell'Autorità in merito alla periodicità della determinazione delle partite di conguaglio sono riportate nel capitolo 5.

- Q6: Si ritiene corretta la determinazione del delta perdite e la conseguente ripartizione fra imprese distributrici sottese e imprese distributrici di riferimento, oppure sono necessarie delle modifiche?
- Q7: La ripartizione dei prelievi dei punti trattati monorari nelle varie fasce, operata per via convenzionale, può essere effettuata come illustrato nel presente paragrafo, o si ritiene di dover procedere in modo differente?
- Q8: Si ritiene opportuno che le imprese distributrici possano recuperare, almeno parzialmente, gli eventuali oneri del delta perdite da sostenere tramite un corrispettivo da applicare a tutti i punti di prelievo?

¹¹ In caso di periodo di conguaglio non annuale parallelamente dovrebbe essere istituita la determinazione dei CRPP sulla base dei prelievi effettuati nel periodo corrispondente alla base temporale scelta per il conguaglio. Si veda a riguardo il box: "Considerazioni sulle periodicità di rilevazione dei dati di misura dei prelievi e di conguaglio del load profiling"

L'impatto del load profiling per fasce

4.36. 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

- a) comunicazione su base annuale all'impresa di riferimento, ai fini della determinazione delle partite di conguaglio dell'anno precedente e del calcolo dei CRPP dell'anno corrente, dell'energia elettrica prelevata, in ciascun periodo di conguaglio, da ciascun punto di prelievo non trattato orario situato nel proprio ambito territoriale, distinguendo fra punti P^f trattati per fascia e punti P^m trattati monorari,;
- b) aggiornamento, e comunicazione all'impresa di riferimento, su base mensile della corrispondenza fra punto di prelievo non trattato orario situato nel proprio ambito territoriale e relativo UdD, per tener conto delle dinamiche di *switching*

Imprese Distributrici di riferimento

- a) calcolo su base annuale dei $CRPP_{F_i}^f$ e $CRPP_{F_i}^m$ differenziati per fascia per ciascun punto di prelievo non trattato orario della propria area di riferimento, eventualmente distinti per periodo di conguaglio;
- b) determinazione mensile dei $CRPU_{F_i}$ di ciascun UdD per tenere conto delle modifiche del dell'insieme dei punti di prelievo di competenza (in base ai $CRPP_{F_i}^f$ e ai $CRPP_{F_i}^m$) con comunicazione a Terna;
- c) comunicazione su base annuale a Terna, ai fini della determinazione delle partite di conguaglio dell'anno precedente, dell'energia elettrica prelevata da ciascun UdD, in ciascun periodo di conguaglio.

Terna

- a) calcolo delle partite economiche di conguaglio per fascia per ogni UdD secondo la periodicità di conguaglio stabilita;
- b) calcolo delle partite economiche relative ai "delta perdite" per ogni impresa distributtrice secondo la periodicità di conguaglio stabilita;
- c) liquidazione annuale verso i soggetti di competenza di tutte le partite economiche di conguaglio di cui alle precedenti lettere a) e b).

4.37. Rispetto al meccanismo di profilazione convenzionale di cui alla deliberazione n. 118/03, le maggiori variazioni attengono alle imprese distributrici di riferimento, cui è posto in capo l'obbligo di determinare un numero di CRPU (*ex* CRP) maggiore, dipendente dal numero di fasce che si considerano ai fini del dispacciamento (oggi la deliberazione n. 181/06 stabilisce 3 fasce orarie).

4.38. Per quanto attiene la comunicazione a Terna, nell'ambito del load profiling attuale, le imprese distributrici di riferimento sono tenute a trasmettere i dati di prelievo relativi ai vari UdD nell'anno precedente entro il 25 febbraio di ciascun anno. Nell'ambito del load profiling per fasce i suddetti dati di prelievo devono essere differenziati per fascia. Inoltre, qualora fosse implementato un conguaglio con un sistema di prezzi e di calcolo delle partite fisiche ed economiche con periodicità inferiore all'anno solare (anche se non di liquidazione di tali partite economiche), ai fini del dispacciamento, tutte le imprese distributrici sarebbero chiamate a rilevare i prelievi effettivi dei punti di prelievo non trattati orari localizzati nel proprio ambito territoriale non più su base annuale, ma con periodicità corrispondente alla

periodicità di conguaglio e a comunicare tali dati, aggregati per UdD, al destinatario di competenza (o impresa di riferimento o Terna).

- 4.39. In considerazione dell'aumento di dati da trasferire, l'Autorità ritiene opportuno posporre la comunicazione dei dati di conguaglio a Terna al 28 marzo, data dopo la quale i dati di prelievo di ciascun punto non trattato orario rilevati dalle imprese distributrici acquisiscono carattere definitivo. Nel caso si implementasse un sistema mensile o bimestrale di prezzi e di calcolo delle partite fisiche ed economiche di conguaglio, le imprese distributrici dovrebbero comunicare entro il 28 marzo i prelievi di ciascun punto di prelievo occorsi l'anno precedente differenziati su base mensile o bimestrale; i dati di prelievo effettivo comunicati devono essere altresì congruenti con i dati utilizzati per la fatturazione del corrispettivo di trasporto.

- Q9: Si ritiene che vi siano ulteriori impatti in merito all'applicazione del load profiling per fasce oltre a quelle illustrate nel documento?
- Q10: Si ritiene accettabile l'introduzione di un termine oltre cui i dati di prelievo comunicati a Terna acquisiscano carattere definitivo e non possano essere più modificati, se non per errori di rilevazione?
- Q11: Conseguentemente si ritiene praticabile il recupero di eventuali scostamenti fra il dato comunicato e quello effettivo nel periodo di conguaglio (anno) successivo?
- Q12: Si ritiene che l'allungamento al 28 marzo della scadenza entro cui le imprese distributrici debbano comunicare a Terna i dati per la liquidazione annuale delle partite economiche derivanti dalla procedura di conguaglio (eventualmente reiterata sui vari periodi di conguaglio occorsi entro l'anno in caso di periodicità inferiore all'anno) possa agevolare l'intero processo di conguaglio?
- Q13. Si ritiene accettabile che, conseguentemente, le partite economiche di conguaglio siano regolate entro il 30 Aprile?

5. L'applicazione del load profiling per fasce

- 5.1. Il meccanismo di determinazione convenzionale dei profili di prelievo per fasce descritto nel paragrafo precedente è stato sviluppato dall'Autorità nell'intento di risolvere le principali problematiche registrate in merito al meccanismo di profilazione convenzionale attualmente in vigore: gli obiettivi dell'intervento e le modalità di applicazione del nuovo meccanismo, ivi inclusa l'estensione dell'applicazione del trattamento orario, sono oggetto dell'analisi del presente paragrafo.

Gli obiettivi dell'intervento

- 5.2. Gli obiettivi specifici dell'intervento di cui al presente documento sono tre.

OBBIETTIVO A: TRASFERIMENTO DI UN SEGNALE DI PREZZO DELL'ENERGIA COERENTE CON LA DISTRIBUZIONE DEI CONSUMI

- 5.3. La Direttiva richiede il trasferimento ai clienti finali di un segnale di prezzo dell'energia elettrica che tenga conto dell'andamento dei prelievi nelle varie ore, laddove tali informazioni siano disponibili. I misuratori orari presso i punti di prelievo in media tensione (di seguito: MT), la cui installazione è stata completata ai sensi dell'articolo 41 del Testo Integrato e della deliberazione n. 58/07¹², e i misuratori elettronici con più registri totalizzatori differenziati per raggruppamento orario, la cui campagna di sostituzione dei misuratori integratori presso i punti di prelievo in BT è stata disposta con deliberazione n. 292/06, forniscono una serie di informazioni sull'andamento orario di prelievo ulteriori rispetto al dato di prelievo complessivo in un dato periodo di tempo. La disciplina del load profiling dovrebbe tenere conto di queste informazioni onde trasferire almeno agli UdD un segnale di prezzo allineato agli effettivi prezzi di mercato. La contendibilità del mercato dovrebbe infine creare

¹² cfr. Nota 4

condizioni favorevoli al trasferimento di detto segnale ai clienti finali da parte dei singoli UdD

OBIETTIVO B: SEMPLICITÀ DI IMPLEMENTAZIONE

5.4. Nell'ambito del servizio di dispacciamento alle imprese distributrici sono in capo una serie di obblighi informativi relativi all'aggregazione delle misure e alla disciplina del load profiling. A normativa vigente la cooperazione fra Terna, in qualità di concessionario del servizio di dispacciamento e responsabile dell'aggregazione delle misure, ed i distributori si estrinseca in varie attività che, fra l'altro, comprendono:

- l'aggregazione dei dati orari relativi ai punti nella titolarità del medesimo utente del dispacciamento con comunicazione mensile a Terna;
- il calcolo del PRA_h , in ciascuna ora, e la comunicazione dei valori del mese N-1 a Terna;
- la determinazione e comunicazione mensili a Terna dei CRP sulla base dei consumi dell'anno precedente dei punti di prelievo nella titolarità di ciascun UdD nel mese di competenza.

La revisione dei meccanismi di profilazione convenzionale e l'eventuale estensione dell'applicazione del trattamento orario hanno, pertanto, un impatto sulle singole imprese distributrici, chiamate a modificare i propri sistemi informativi per tenere conto delle nuove regole e dei nuovi meccanismi e aggiornare le procedure di cui sopra.

Terna è, invece, coinvolta dalla proposta di revisione del meccanismo di profilazione essenzialmente per quanto concerne le proposte di modifica della procedura di conguaglio.

OBIETTIVO C: EQUITÀ PER CLIENTI FINALI

5.5. La completa liberalizzazione del mercato della vendita di energia elettrica al dettaglio comporta che tutti i clienti finali possano contrattare liberamente le condizioni di fornitura. In un siffatto contesto risulta di fondamentale importanza che tutti gli UdD si vedano addebitato un costo dell'energia elettrica e del servizio di dispacciamento in relazione all'effettivo andamento dei prelievi dei punti di loro competenza. In altre parole in un mercato liberalizzato, il sistema deve permettere di allocare efficacemente i costi, e conseguentemente rendere possibile per i venditori formulare offerte commerciali per i clienti finali che siano quanto più aderenti possibile ai loro effettivi comportamenti di consumo. L'attuale meccanismo di profilazione convenzionale non permette il soddisfacimento di questo obiettivo poiché assegna lo stesso profilo di consumo a clienti eterogenei (ad es. al cliente domestico ed alla piccola impresa connessa in BT), con conseguenti sussidi incrociati fra clienti di diverse abitudini di prelievo. La revisione del load profiling si propone, invece, di realizzare una valorizzazione dell'energia per ciascun punto di prelievo maggiormente in linea con l'andamento reale dei propri prelievi.

Q14: Si condividono gli obiettivi posti dall'Autorità in corrispondenza delle motivazioni alla base delle proposte degli interventi?
--

Trattamento orario, per fasce e monorario: le opzioni

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

- punti di prelievo trattati orari;
- punti di prelievo trattati per fasce orarie;
- punti di prelievo trattati monorari.

5.7. L'inserimento di ciascun punto di prelievo nelle varie categorie, tramite l'applicazione o meno del meccanismo di profilazione per fasce, è funzionale al soddisfacimento degli obiettivi alla base dell'intervento illustrato nel presente documento.

- 5.8. A tale scopo sono state ipotizzate diverse opzioni di applicazione del meccanismo di profilazione per fasce che vengono illustrate nel seguito.
- 5.9. Per tutte le opzioni l'Autorità ritiene di prevedere, secondo il principio di non discriminatorietà, l'obbligo di trattamento orario dei punti di prelievo in AAT, AT, MT e BT non domestici con potenza disponibile superiore a 55 kW e dotati di misuratore orario, disposto con deliberazione n. 292/06, anche per i punti di prelievo che non siano finora dotati di misuratore orario e che le imprese distributrici doteranno di misuratore elettronico secondo le tempistiche previste dalla medesima deliberazione. L'obbligo di trattamento orario proposto in tutte le opzioni è indipendente dal regime di fornitura optato dal titolare del punto di prelievo.

OPZIONE 0 – MANTENIMENTO DELLO STATUS QUO CON LIEVI MODIFICHE

- 5.10. Nessun punto di prelievo è trattato per fasce e tutti i punti di prelievo restanti (BT non domestici con potenza disponibile pari o inferiore a 55 kW e BT domestici) sono trattati monorari con il mantenimento dell'attuale meccanismo di profilazione convenzionale.

OPZIONE 1 – COME OPZIONE 0, MA CON TRATTAMENTO PER FASCE ESTESO A TUTTI I PUNTI DI PRELIEVO BT DOTATI DI MISURATORI ELETTRONICI

- 5.11. Rispetto all'opzione 0, si sostituisce il trattamento per fasce per tutti i punti di prelievo BT relativi a clienti domestici e non domestici con potenza disponibile non superiore a 55 kW, purché dotati di tecnologia adeguata. In altre parole il trattamento monorario è riservato solamente ai punti di prelievo che non sono dotati di un misuratore atto a classificare i consumi nelle varie fasce.

OPZIONE 2 – COME OPZIONE 2 MA CON TRATTAMENTO ORARIO SOPRA UNA CERTA SOGLIA DI POTENZA DISPONIBILE

- 5.12. Si estende il trattamento orario a tutti i punti di prelievo BT non domestici sopra una certa soglia di potenza disponibile inferiore a 55 kW. Tutti gli altri punti di prelievo rimangono trattati per fasce o monorari in base della tecnologia disponibile per la rilevazione dei loro prelievi.

OPZIONE 3 – TRATTAMENTO ORARIO PER TUTTI

- 5.13. Si estende il trattamento orario a tutti i punti di prelievo, ivi inclusi i domestici.

- 5.14. Le opzioni sono 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

- 5.15. Nessuna delle opzioni contempla la contemporanea presenza di un trattamento per fasce e di un trattamento monorario nelle modalità del meccanismo vigente, in quanto si ritiene che il meccanismo di profilazione convenzionale per fasce, qualora introdotto, debba essere esteso al maggior numero di utenti possibile, nei limiti dell'adeguatezza dei misuratori. Il trattamento monorario contemplato dal meccanismo per fasce di cui al presente documento è, come già illustrato nel paragrafo 4, da intendersi finalizzato esclusivamente ai casi di impossibilità di rilevazione dei dati di prelievo di energia elettrica in raggruppamenti orari per mancanza della dotazione tecnologica abilitante.
- 5.16. Le opzioni 2 e 3, nel prevedere l'estensione del trattamento orario ad una certa tipologia di punti di prelievo, richiedono necessariamente la gestione del periodo transitorio intercorrente fra l'entrata in vigore della nuova disciplina di profilazione convenzionale e l'effettiva installazione per tutti i punti di prelievo interessati dal trattamento orario di un misuratore compatibile con i requisiti della deliberazione n. 292/06 e conseguente abilitazione del centro di telegestione alla rilevazione delle misure orarie; nel periodo transitorio in cui tali punti non risultano ancora "trattabili" su base oraria essi rimangono soggetti alla disciplina del load profiling prevista dalla rispettiva opzione.

Trattamento orario, per fasce e monorario: valutazione delle opzioni

- 5.17. Il perseguimento dell'obiettivo A (trasferimento ai clienti di un segnale di prezzo coerente con la curva oraria di prelievo) è tanto più efficace quanto più è ampio l'insieme dei punti di prelievo soggetti al trattamento orario: infatti solamente la rilevazione delle misure orarie permette di determinare l'effettiva curva di prelievo dei singoli titolari dei punti di prelievo e fornire agli UdD (e di conseguenza, potenzialmente, ai loro clienti) un'indicazione sull'effettivo valore dell'energia consumata dai clienti di loro competenza; qualunque meccanismo di profilazione convenzionale, viceversa, mediando il valore dell'energia e del servizio di dispacciamento su più ore e su più categorie di consumo, introduce distorsioni. A tale scopo il trattamento monorario, non procedendo ad alcuna differenziazione, non permette il trasferimento di un segnale di prezzo mentre il trattamento per fasce per il quale i consumi, e quindi i costi, vengono classificati in differenti fasce orarie, consente tale trasferimento in maniera ragionevole.
- 5.18. Per quanto attiene l'obiettivo B (semplicità di implementazione da parte delle imprese distributrici) l'opzione 0, mantenendo inalterati i meccanismi attuali (salvo l'estensione del trattamento orario a tutta la clientela AAT, AT, MT e BT con potenza disponibile superiore a 55 kW), riscuote il giudizio più elevato; l'utilizzo del load profiling per fasce, si pone come soluzione intermedia (le imprese distributrici sono chiamate a gestire, a regime, un numero di dati che si può stimare come il prodotto del numero di dati attuale moltiplicato per il numero delle fasce orarie moltiplicato per l'eventuale numero di periodi di conguaglio all'anno), mentre il trattamento orario rappresenta la complicazione massima, data, soprattutto, dalla mole di dati da gestire (24 misure al giorno per ogni punto di prelievo): tuttavia va segnalato come l'applicazione del trattamento orario ad un punto di prelievo per cui ad oggi sono già rilevate le misure orarie non comporta particolari oneri a carico delle imprese distributrici, come invece richiesto dall'applicazione del medesimo trattamento ad un punto per cui non è attivata la rilevazione della misura oraria.
- 5.19. Per quanto concerne l'equità, l'opzione 0 mantenendo un meccanismo di profilazione monorario indifferenziato per clientela domestica e non domestica, continua a prevedere meccanismi di sussidio incrociato fra i suddetti segmenti di clientela. Questa situazione risulta incoerente rispetto al criterio dell'equità perché clienti domestici e non domestici hanno abitudini di prelievo sensibilmente diverse: i primi concentrano i loro assorbimenti di energia prevalentemente nelle ore serali e festive (caratterizzate da prezzi dell'energia più bassi),

mentre i secondi hanno il massimo prelievo nelle ore feriali diurne (caratterizzate da prezzi più alti). Il trattamento per fasce e il trattamento orario, anche se in misura diversa, superano questo problema, in quanto prevedono una valorizzazione dell'energia elettrica e del servizio di dispacciamento basata sulle misure orarie oppure sulle misure classificate per fascia, addebitando a ciascun UdD un corrispettivo allineato con la distribuzione effettiva dei prelievi dei punti di sua competenza (almeno nelle varie fasce orarie, se non altrimenti disponibile la misura oraria).

5.20. Le valutazioni delle opzioni sono riassunte in tabella dove si è utilizzata una scala a 5 valori (basso, medio-basso, medio, medio-alto, alto): il giudizio "basso" corrisponde ad una valutazione pienamente negativa dell'opzione in merito all'obiettivo considerato, mentre il giudizio "alto" identifica una valutazione pienamente positiva.

	Opzione 0	Opzione 1	Opzione 2	Opzione 3
Obiettivo A	Basso	Medio	Medio-alto	Alto
Obiettivo B	Alto	Medio	Da valutare	Basso
Obiettivo C	Basso	Medio-Alto	Medio-Alto	Alto

Q15: In relazione all'opzione 2 quale soglia di potenza disponibile si ritiene possa ottimizzare il rapporto costi/benefici nell'applicazione del meccanismo di determinazione convenzionale per fasce? Quali sono i costi e i benefici valutati della soglia individuata?

La procedura di conguaglio: le opzioni e la relativa valutazione

5.21. Come evidenziato al paragrafo 4, nella sezione dedicata al conguaglio periodico, la periodicità stabilita dalla deliberazione n. 118/03 è l'anno sia per la periodicità del calcolo delle partite economiche e fisiche e i prezzi medi di conguaglio sia per la periodicità della liquidazione di tali partite economiche. Lo svantaggio della periodicità annuale del calcolo delle partite fisiche ed economiche di conguaglio e dei prezzi medi è la perdita della possibilità di un trasferimento più puntuale del segnale di prezzo sulle partite di conguaglio generate lungo periodi dell'anno in cui il prezzo dell'energia assume valori anche molto diversi.

5.22. Dal punto di vista del segnale di prezzo di conguaglio la periodicità che porterebbe al miglior segnale sarebbe quella mensile. Posto il mantenimento delle medesime responsabilità in capo ai medesimi soggetti dalla normativa vigente, tale scelta ha un impatto sulle attività delle imprese distributrici e di Terna: ad esempio, con un calcolo di partite economiche e fisiche e di prezzo a periodicità mensile, le suddette imprese devono comunicare a Terna, per ciascun anno, 12 dati di prelievo per ogni UdD presente nel proprio ambito territoriale, mentre con una periodicità annuale (quale quella attualmente in vigore), è necessario un solo dato annuo. Anche Terna vedrebbe aumentare i propri obblighi di gestione dell'attività di determinazione delle partite fisiche di conguaglio, e i relativi oneri, anche se liquidati una sola volta all'anno, di un fattore inversamente legato alla periodicità di conguaglio istituita (es. di un fattore 12 per periodicità mensile etc.).

5.23. L'Autorità ha individuato 4 possibili opzioni per la procedura di conguaglio oltre l'opzione 0 corrispondente alla regolazione vigente:

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

5.24. Gli obiettivi alla base del processo di revisione della fase di conguaglio sono i medesimi di quelli esposti per la revisione delle altre fasi del meccanismo di cui al paragrafo precedente:

- Obiettivo A: trasferimento di un segnale di prezzo coerente con la distribuzione dei consumi
- Obiettivo B: semplicità di implementazione
- Obiettivo C: equità per i clienti finali.

5.25. La valutazione delle opzioni è riassunta nella tabella seguente dove si è utilizzata la medesima scala a 5 valori (basso, medio-basso, medio, medio-alto, alto) già utilizzata per la valutazione delle opzioni inerenti al trattamento orario, per fasce e monorario.

Procedura Conguaglio	Opzione 0	Opzione 1	Opzione 2	Opzione 3	Opzione 4
Obiettivo A	Basso	Basso	Medio	Medio-Alto	Alto
Obiettivo B	Alto	Medio-Alto	Medio	Medio-Alto	Basso
Obiettivo C	Medio-Basso	Medio-Basso	Medio	Medio-Alto	Alto

5.26. Il segnale di prezzo trasferito agli UdD tramite la procedura di conguaglio è di qualità migliore qualora la relativa periodicità scenda sotto il semestre. L'andamento della stagionalità dei prezzi è infatti pressoché semestrale. In termini di equità, invece, va notato come un conguaglio annuale, e anche semestrale, possa portare a sussidi incrociati su base temporale fra clienti che concentrano i propri prelievi in un certo periodo dell'anno e clienti che hanno profili più costanti; il rischio di questo tipo di sussidio incrociato è minimizzato con una periodicità mensile e ridotto con quella bimestrale, mentre potrebbe permanere qualche elemento di sussidio incrociato in caso di conguaglio trimestrale. Per l'applicazione da parte delle imprese distributrici va ricordato come già ad oggi le bollette sono emesse con cadenza bimestrale e, laddove operi il sistema di telegestione, si basano sui consumi effettivi. Pertanto si ritiene che per le imprese distributrici l'applicazione di una periodicità bimestrale comporti incrementi di attività limitati, quali invece sarebbero causate da una periodicità mensile, fatto salvo l'eventuale trasferimento di dati a Terna qualora si optasse per un invio con la medesima cadenza della periodicità. Anche la periodicità trimestrale non appare ottimizzare il processo per via dello sfasamento fra periodicità di rilevazione dati, qualora venga stabilita come obbligatoria almeno la bimestrale per tutti i punti di prelievo, e periodicità del conguaglio.

CONSIDERAZIONI SULLE PERIODICITA' DI RILEVAZIONE DEI DATI DI MISURA DEI PRELIEVI E DI CONGUAGLIO DEL LOAD PROFILING

L'applicazione del meccanismo di profilazione convenzionale presuppone che i dati di prelievo di tutti i punti siano rilevati in modo sincrono con riferimento al medesimo periodo temporale, al fine di determinare correttamente le partite fisiche di conguaglio; in particolare il periodo temporale di riferimento con cui si rilevano i prelievi dovrebbe coincidere con quello per il quale si calcola il conguaglio fra valori di energia elettrica effettivamente prelevata e di energia elettrica convenzionalmente attribuita.

Nella disciplina attualmente vigente il periodo di riferimento è l'anno solare; tuttavia è data facoltà alle imprese distributrici di rilevare i dati di prelievo effettivo dei punti di prelievo non trattati orari in modo asincrono con la fine del dell'anno solare; le imprese distributrici procedono poi alla sincronizzazione di tali dati con il periodo di conguaglio, applicando il criterio del pro rata giorno. L'introduzione di tale possibilità si era resa necessaria con la deliberazione n. 118/03 in quanto le tecnologie di misuratori disponibili a quel tempo non permettevano la telegestione dell'utenza diffusa.

Con l'introduzione di un meccanismo di profilazione articolato per fasce orarie, il problema della sincronizzazione dei dati di prelievo effettivi con la base temporale cui si riferisce il conguaglio si ripropone all'attenzione dell'Autorità e degli operatori del settore. In particolare, nel caso di periodicità di conguagli bimestrale, la sincronizzazione richiederebbe la rilevazione di tutti i dati di prelievo effettivo dei punti non trattati orari con riferimento a ciascun bimestre. Questa operazione, irrealizzabile con i misuratori integratori tradizionali, sarebbe invece oggi possibile grazie alle funzionalità dei misuratori elettronici introdotti con la deliberazione n. 292/06: allo scadere della mezzanotte dell'ultimo giorno di ciascun bimestre la misura relativa a ciascuna fascia verrebbe memorizzata in un apposito registro presente a bordo del dispositivo; l'effettiva raccolta per via telematica di tale dato da parte delle imprese distributrici avverrebbe in un secondo tempo nell'arco del bimestre successivo, così da non dover prevedere dimensionamenti eccessivi del centro di telegestione. Conseguentemente, i dati di misura relativi ad un singolo bimestre sarebbero complessivamente disponibili solamente alla fine del bimestre successivo, ovvero alla fine del processo di rilevazione e registrazione dei dati di misura precedentemente registrati. La procedura sopra descritta garantirebbe che tutti i dati di prelievo effettivo relativi ai punti dotati di misuratore elettronico compatibile con i requisiti di cui alla deliberazione n. 292/06 siano sincroni; eventuali sfasamenti fra il periodo temporale cui si riferisce il dato di misura prelievo effettivo e il periodo di conguaglio sarebbero così limitati ai soli punti ancora dotati di misuratore tradizionale, il cui numero è tuttavia destinato a ridursi nel tempo sulla base del piano previsto dalla deliberazione n. 292/06.

Se dal punto di vista delle esigenze della profilazione convenzionale, la registrazione delle misure in un apposito registro e la sua successiva raccolta e trasferimento ai sistemi di telegestione nell'arco del bimestre successivo rappresentano una soluzione ottimale, tali operazioni non sono tuttavia compatibili con le esigenze dei fornitori di energia elettrica che, come evidenziato nel documento per la consultazione 12 marzo 2007, auspicano la messa a disposizione dei dati di misura in tempi brevi rispetto al periodo di competenza onde permettere una fatturazione tempestiva dell'energia prelevata dai loro clienti (nel già citato documento per la consultazione si propone una tempistica massima di 10 giorni).

Le due esigenze (tempestiva messa a disposizione dei dati per i fornitori di energia elettrica rispetto al periodo cui si riferiscono e sincronizzazione dei dati di misura ai fini del load profiling) sono fra loro confliggenti: non è economicamente sostenibile, infatti, una raccolta per via telematica di tutte le misure in tempi brevi (meno di 10 giorni) rispetto alla data di sincronizzazione (ne risulterebbe un dimensionamento del centro di telegestione particolarmente oneroso a fronte di un suo utilizzo per la raccolta delle misure limitato a poche decine di giorni all'anno).

Nell'ottica di addivenire comunque ad una soluzione, l'Autorità è intenzionata a privilegiare le esigenze dei fornitori di energia elettrica e a confermare gli interventi proposti nel documento per la consultazione 12 marzo 2007, ed in particolare la tempistica dei 10 giorni rispetto al periodo cui si riferiscono per la messa a disposizione dei dati di misura validati: onde mantenere dimensionamenti economicamente sostenibili per il centro di telegestione, tale obbligo si tradurrebbe in una attività di registrazione e rilevazione continua durante tutto il bimestre con dati di misura riferiti a periodi sfasati fra loro e non utilizzabili tal quali ai fini del load profiling.

La sincronizzazione di tali dati ai fini del conguaglio del load profiling avverrebbe applicando il criterio del pro rata ora su ciascuna fascia, in modo analogo a quanto previsto nella disciplina monoraria vigente.

Q16: in che tempi si ritiene che possa essere istituita la periodicità bimestrale di conguaglio?

Q17: Si condivide la priorità concessa alle esigenze dei fornitori di energia elettrica in merito alla messa a disposizione dei dati, rispetto alle esigenze di sincronizzazione dei dati di misura ai fini del load profiling e della relativa procedura di conguaglio? In alternativa quali sarebbero le soluzioni attuabili?

6. Illuminazione pubblica

- 6.1. Per la determinazione convenzionale dei prelievi relativi all'illuminazione pubblica la normativa attuale prevede l'applicazione di un load profiling per categoria, secondo profili standard definiti nella deliberazione n. 52/04 e differenziati su base temporale, per tenere conto delle ore di luce e buio nei vari mesi, nonché geografica, per tenere in conto della longitudine delle varie località. In particolare per ogni zona geografica e per ogni decade sono definiti due profili orari di potenza, uno riservato a impianti dotati di dispositivi per la regolazione del flusso luminoso e uno riservato ad impianti privi dei suddetti dispositivi; l'area sottesa da ciascuno dei due profili suddetti, calcolata per ciascun mese dell'anno, deve essere pari all'energia prelevata da ciascun impianto nel mese di competenza.
- 6.2. L'applicazione della disciplina di profilazione convenzionale per l'illuminazione pubblica sopra descritta ha evidenziato due ordini di criticità, uno relativo all'effettiva disponibilità delle misure dell'energia prelevata dagli impianti di illuminazione pubblica, l'altro relativo alla corretta applicazione dei due profili in funzione delle caratteristiche degli impianti.

La disponibilità delle misure e definizione punti di prelievo

- 6.3. Gli impianti di illuminazione pubblica, a causa della penetrazione diffusa sul territorio, presentano configurazioni assai diversificate, passando da lampade installate su feeder dedicati, a sistemi connessi alle stesse linee che alimentano le utenze non di illuminazione pubblica presenti sul medesimo territorio.
- 6.4. Questa varietà di scelte impiantistiche rende particolarmente critica la definizione del punto di prelievo per gli impianti di illuminazione pubblica e la conseguente erogazione da parte del distributore del servizio di misura. Ad oggi, in particolare, il punto di prelievo non è univocamente definito e si è lasciata alle imprese distributrici ampia discrezionalità relativamente alla rilevazione dell'energia prelevata da questi impianti: in alcuni casi sono impiegati misuratori orari, in altri misuratori di tipo tradizionale, in altri ancora non esiste nemmeno un apparato di misura e si procede con l'applicazione di criteri ingegneristici sulla base della potenza delle lampade e del numero medio di ore di funzionamento. La normativa per contro prevede per questi impianti ricompresi nel mercato libero una determinazione mensile dell'energia prelevata, prassi non sempre attuata correttamente dalle imprese distributrici.
- 6.5. Per risolvere queste difficoltà l'Autorità è orientata ad introdurre una definizione univoca del punto di prelievo per gli impianti di illuminazione pubblica e, conseguentemente, ridurre le disuniformità di trattamento dal punto di vista della determinazione dell'energia prelevata.
- 6.6. Le definizioni dei punti di prelievo per illuminazione pubblica sono le seguenti.
- 6.7. Nel caso di feeder dedicati all'illuminazione pubblica, il punto di prelievo è fatto coincidere con lo stallo della cabina primaria (per connessioni MT) o secondaria (per connessioni BT) su cui si attesta il suddetto feeder. Il servizio di misura si riduce all'installazione di un unico misuratore direttamente in cabina primaria o secondaria con contestuale rilevazione e registrazione di un'unica serie di dati di misura; in questo caso, vista la semplicità

dell'intervento da predisporre, non è giustificato il ricorso da parte delle imprese distributrici ad algoritmi ingegneristici, ma permane l'obbligo di installazione dei misuratori, in grado, altresì, di valutare correttamente gli eventuali minori prelievi, a parità di lampade installate, dovuti alla presenza del regolatore di flusso luminoso.

- 6.8. Per gli impianti condivisi con le altre utenze si considera separatamente ciascuna lampada (o gruppo di lampade connesse al medesimo punto del feeder di alimentazione)¹³, andando di fatto a richiedere alle imprese distributrici di rilevare i consumi riferiti a ciascuno di questi punti. L'Autorità, nell'adottare questa soluzione, ritiene non conveniente economicamente installare misuratori differenziati per ciascuna lampada: si dà, pertanto, facoltà alle imprese distributrici di determinare i prelievi dei singoli apparecchi luminosi tramite algoritmi opportunamente codificati basati su dati di misura rilevati da altri dispositivi presenti sulla rete oppure con calcoli ingegneristici di elaborazione a partire dalla potenza installata. Il ricorso a tali algoritmi deve essere comunicato dalle imprese distributrici agli UdD titolari dei punti di prelievo interessati unitamente ad una dettagliata descrizione degli stessi contenente tutte le variabili di input e il valore di dette variabili di input. Inoltre gli algoritmi devono tenere conto dell'eventuale presenza del regolatore di flusso luminoso, conteggiando correttamente gli eventuali minori prelievi ad esso associati.

Q18: Si condividono le definizioni dei punti di prelievo per IP proposte?

Q19: Si ritiene condivisibile l'attribuzione delle perdite effettive sulle reti di distribuzione relative al punto di prelievo di illuminazione pubblica a carico dell'UdD di competenza, anziché all'impresa distributtrice?

Applicazione del load profiling per IP

- 6.9. Ad oggi il load profiling per categoria introdotto con la deliberazione n. 52/04 si applica esclusivamente ai punti di prelievo per illuminazione pubblica appartenenti al mercato libero, mentre per i punti rientranti nel mercato vincolato valgono le disposizioni della deliberazione n. 118/03: ciò non rappresenta una soluzione equa perché discrimina gli utenti sulla base di criteri soggettivi (l'aver o meno esercitato la propria idoneità) e non oggettivi. Inoltre la profilazione convenzionale si applica indipendentemente dal tipo di misuratore installato e, pertanto, anche in presenza di dispositivi orari, non permettendo, di fatto, un trasferimento all'utenza di un segnale di prezzo pienamente coerente con la curva di prelievo.
- 6.10. In analogia con quanto proposto per i punti di prelievo MT e BT non di illuminazione pubblica è intenzione dell'Autorità unificare il trattamento dei clienti finali di illuminazione pubblica ai fini della profilazione convenzionale, differenziandoli esclusivamente sul livello di tensione.
- 6.11. Per quanto attiene la MT, la soluzione più ragionevole appare l'estensione del trattamento orario anche ai punti di prelievo per illuminazione pubblica, così come previsto anche per tutte gli altri punti di prelievo. Pertanto l'obbligo di installazione dei misuratori orari per i punti di prelievo in media tensione di cui all'articolo 41 del Testo Integrato andrebbe esteso anche per i punti in corrispondenza agli impianti di illuminazione pubblica. Tuttavia, poiché la definizione dei punti di prelievo per gli impianti di illuminazione pubblica non è ancora stata definita, ma è oggetto della presente consultazione, è necessario prevedere l'adozione di un regime transitorio onde consentire a tutte le imprese distributrici di regolarizzare opportunamente tutti i punti di prelievo relativi ad impianti di illuminazione pubblica.

¹³ La collocazione del punto di prelievo in cabina primaria o secondaria porrebbe, infatti, dei problemi di gestione dal momento che attraverso quel punto di prelievo verrebbe a transitare anche l'energia di competenza delle altre utenze non di illuminazione pubblica alimentate dal medesimo feeder.

- 6.12. Per la BT si prevede, invece, di modificare il meccanismo di profilazione per categoria di cui alla deliberazione n. 52/04 sia in sede di determinazione convenzionale dell'energia ai fini del servizio di dispacciamento, sia in sede di conguaglio su base periodica.
- 6.13. A ciascun punto di prelievo per illuminazione pubblica è assegnato ex-ante un profilo di prelievo in MWh, assunto pari all'andamento determinato l'anno precedente ai fini del conguaglio e reso noto all'UdD. Detto profilo ex-ante è scorporato dal PRA relativo a tutti gli altri punti di prelievo non trattati su base oraria.
- 6.14. Tale profilo è utilizzato ai fini dell'erogazione del servizio di dispacciamento ed, essendo noto a priori all'UdD titolare del punto di prelievo per illuminazione pubblica, non dà luogo a sbilanciamenti.
- 6.15. In sede di conguaglio, invece, si ripartisce l'energia effettivamente prelevata da ciascun punto di prelievo sulla base di un profilo per categoria che tiene conto della posizione geografica e del periodo dell'anno. E' intenzione dell'Autorità utilizzare, a tal fine, i profili di cui alla deliberazione n. 52/04 relativi a punti di prelievo privi di regolatore di flusso luminoso, superando così l'incongruenza associata ai due differenti profili (dal momento che, a parità di prelievi complessivi, il profilo con regolatore di flusso portava, paradossalmente, a valori dell'energia più elevati). Come evidenziato ai commi 6.7 e 6.8 il distributore è tenuto a conteggiare correttamente i prelievi complessivi in presenza del regolatore: in presenza del misuratore ciò avviene intrinsecamente, nel caso del ricorso ad algoritmi ingegneristici l'algoritmo specifico ne tiene esplicitamente conto.
- 6.16. Le differenze fra il profilo ex-ante e quello a conguaglio sono regolate sulla base di un prezzo medio dell'energia inclusivo degli oneri di dispacciamento determinato con riferimento al profilo effettivo.

Q20: Si condividono le modifiche al meccanismo di profilazione convenzionale per l'illuminazione pubblica?

Q21: E' ragionevole utilizzare il profilo della deliberazione n. 52/04 relativo ai punti privi di dispositivo per la variazione del flusso luminoso in sede di conguaglio, oppure occorre procedere ad ulteriori modifiche?