

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

Relazione AIR – 31 ottobre 2007

Direzione – U.O.

Direzione Mercati

Responsabile del gruppo di lavoro

Massimo Ricci, (Direzione Mercati, Unità Dispacciamento, Trasporto e Stoccaggio)

Gruppo di lavoro

Massimo Ricci, (Direzione Mercati, Unità Dispacciamento, Trasporto e Stoccaggio)

Eleonora Bettenzoli, (Direzione Mercati, Unità Dispacciamento, Trasporto e Stoccaggio)

Marco Pasquadibisceglie, (Direzione Mercati, Unità Dispacciamento, Trasporto e Stoccaggio)

Giovanni Colombo (Direzione strategie, studi e documentazione, Unità Impatto Regolatorio)

1	RIFERIMENTI NORMATIVI GENERALI	5
2	RAGIONI DI OPPORTUNITÀ DELL'INTERVENTO	6
2.1	Il meccanismo di profilazione convenzionale dei prelievi di energia elettrica.....	6
2.1.1	<i>Contesto normativo attuale relativo al meccanismo di profilazione convenzionale dei prelievi di energia elettrica.....</i>	6
2.1.2	<i>Contesto normativo e vincoli giuridici: impatto della Direttiva.....</i>	7
2.1.3	<i>Meccanismo vigente e motivazioni degli interventi proposti.....</i>	8
2.1.4	<i>Motivazioni economiche e sociali.....</i>	10
3	OBIETTIVI DELL'INTERVENTO	12
3.1	Obiettivi generali.....	12
3.2	Obiettivi specifici.....	12
4	AMBITO DELL'INTERVENTO.....	13
5	LINEE DI INTERVENTO: PROPOSTE E RISULTATI DELLA CONSULTAZIONE	14
5.1	Load profiling per fasce.....	14
5.1.1	<i>Proposte di intervento.....</i>	15
5.1.2	<i>Risultati della prima consultazione.....</i>	16
5.1.3	<i>Proposte dell'Autorità a seguito della prima consultazione nella seconda consultazione</i>	17
5.1.4	<i>Risultati della seconda consultazione.....</i>	21
5.1.5	<i>Decisioni finali dell'Autorità.....</i>	22
5.2	L'ambito di applicazione del load profiling per fasce: le opzioni e la relativa valutazione	24
5.2.1	<i>Le Opzioni.....</i>	25
5.2.2	<i>Valutazione preliminare delle opzioni.....</i>	26
5.2.3	<i>Risultati della prima consultazione.....</i>	28
5.2.4	<i>Proposte dell'Autorità a seguito della prima consultazione.....</i>	28
5.2.5	<i>Valutazione dell'impatto delle opzioni</i>	28
5.2.6	<i>Risultati della seconda consultazione.....</i>	33
5.2.7	<i>Decisioni finali dell'Autorità.....</i>	34
5.3	La procedura di conguaglio: le opzioni e la relativa valutazione	34
5.3.1	<i>Le Opzioni.....</i>	34
5.3.2	<i>Valutazione preliminare delle opzioni.....</i>	35
5.3.3	<i>Risultati della prima consultazione.....</i>	36
5.3.4	<i>Proposte dell'Autorità a seguito della prima consultazione.....</i>	36

5.3.5	<i>Valutazione dell'impatto delle opzioni</i>	37
5.3.6	<i>Risultati della seconda consultazione</i>	37
5.3.7	<i>Decisioni finali dell'Autorità</i>	38
6	PROVVEDIMENTO FINALE	38
6.2	Trattamento su base oraria	38
6.3	Trattamento per fasce e trattamento monorario	39
6.4	Determinazione convenzionale dell'energia prelevata	40
6.4.1	<i>Area di riferimento e prelievo residuo di area</i>	41
6.4.2	<i>Determinazione convenzionale ex ante</i>	41
6.4.3	<i>Conguaglio ex post</i>	44
6.4.4	<i>Conguaglio compensativo</i>	45
6.5	Obblighi informativi	46
6.6	Altri aspetti rilevanti	49
6.6.1	<i>Gestione delle perdite</i>	49
6.6.2	<i>Assenza di punti di prelievo trattati per fasce</i>	49
6.6.3	<i>Transitorio per l'anno 2008</i>	50

1 RIFERIMENTI NORMATIVI GENERALI

Norme comunitarie / internazionali

- Direttiva 96/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica;
- Direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 96/92/CE (di seguito: la Direttiva).

Norme statali

- Legge 14 novembre 1995, n. 481. Norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità. Istituzione delle Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità;
- Decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79. Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica;
- Legge 23 agosto 2004, n. 239. Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia;
- Decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia, convertito con modificazioni in legge 3 agosto 2007, n. 125.

Provvedimenti dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Provvedimenti con rilevanza diretta

- Deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito l'Autorità) n. 118/03 e Allegato A "Determinazione convenzionale dei profili di prelievo dell'energia elettrica per i clienti finali il cui prelievo non viene trattato su base oraria (load profiling) e definizione di obblighi informativi degli esercenti" (di seguito deliberazione n. 118/03);
- Deliberazione dell'Autorità 30 dicembre 2003, n. 168/03 e Allegato A "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" (di seguito deliberazione n. 168/03);
- Deliberazione dell'Autorità n. 5/04 e Allegato A "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica, periodo di regolazione 2004-2007" (di seguito: TIT);
- Deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06 e Allegato A "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" (di seguito deliberazione n. 111/06);

- Deliberazione dell'Autorità n. 256/06 "Avvio di procedimento per la definizione delle modalità di determinazione convenzionale dell'energia elettrica prelevata nell'ambito del servizio di dispacciamento in relazione alle possibilità di estendere il trattamento orario o per raggruppamenti orari dei prelievi dei clienti finali in media e bassa tensione"
- Deliberazione dell'Autorità 18 dicembre 2006, n. 292/06 e Allegato A "Direttive per l'installazione di misuratori elettronici di energia elettrica predisposti per la telegestione per i punti di prelievo in bassa tensione" (di seguito: deliberazione n. 292/06)
- Deliberazione dell'Autorità 14 marzo 2007, n. 58/07 "Disposizioni urgenti alle imprese distributrici in materia di obblighi di installazione di misuratori orari e diffida ad adempiere agli obblighi informativi connessi. Disposizioni transitorie per l'applicazione della componente tariffaria CCA alle tipologie contrattuali di cui al comma 2.2, lettere e) ed f), dell'Allegato A alla deliberazione 30 gennaio 2004, n. 5/04 non dotate di misuratore orario" (di seguito: deliberazione n. 58/07).

Provvedimenti di rilevanza indiretta

- Deliberazione dell'Autorità 28 settembre 2005, n. 203/05 "Avvio della sperimentazione triennale della metodologia di Analisi di impatto della regolazione - Air - nell'Autorità per l'energia elettrica e il gas" (di seguito: deliberazione n. 203/05).

2 RAGIONI DI OPPORTUNITÀ DELL'INTERVENTO

2.1 Il meccanismo di profilazione convenzionale dei prelievi di energia elettrica

2.1.1 Contesto normativo attuale relativo al meccanismo di profilazione convenzionale dei prelievi di energia elettrica

La deliberazione n. 168/03, poi sostituita dalla 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.

Tale scelta impone che, per procedere ad una valorizzazione oraria delle transazioni sul mercato dell'energia e sul mercato del servizio di dispacciamento, si dispongano di valori su base oraria delle partite fisiche di energia oggetto delle stesse transazioni. Con particolare riferimento al mercato del servizio di dispacciamento, agli utenti del dispacciamento in prelievo devono essere attribuite partite fisiche per ogni ora

corrispondenti ai prelievi nelle stesse ore dei punti di prelievo di loro competenza. Tali punti possono essere di due tipi: trattati su base oraria¹ e non trattati su base oraria.

La partita fisica oraria di competenza di ogni singolo utente del dispacciamento deve risultare dalla “somma” dell’energia prelevata dai punti di prelievo trattati orari, cioè di quei punti di prelievo per cui si dispone ora per ora dei valori di energia elettrica prelevata, e dall’energia prelevata dai punti di prelievo non trattati su base oraria, ovvero per cui non si dispone di un reale valore orario di prelievo. La necessità di dover quantificare un valore orario di energia prelevata anche per i punti di prelievo non trattati orari ha imposto l’adozione di un meccanismo convenzionale di profilazione, o attribuzione convenzionale, con cui il dato di misura disponibile per tali punti, cumulato su un periodo superiore all’ora, viene ripartito nelle varie ore componenti il periodo medesimo.

Il meccanismo di profilazione convenzionale stabilito per il sistema elettrico italiano è stato adottato con la deliberazione n. 118/03 (di seguito: profilazione 118/03) e appartiene alla tipologia dei profili convenzionali per area². Esso è caratterizzato da una intrinseca semplicità applicativa che ha permesso, in tempi rapidi dalla sua adozione, di garantire l’ordinato e regolare svolgimento dell’operatività delle transazioni commerciali del dispacciamento di merito economico avviato nel 2004.

2.1.2 Contesto normativo e vincoli giuridici: impatto della Direttiva

L’articolo 21 della Direttiva e l’articolo 30 della legge 239 del 23 agosto 2004 prevedono la completa apertura del servizio di vendita dell’energia elettrica a partire dal luglio 2007.

La Direttiva inoltre mira a trasferire a tutti i clienti finali un segnale di prezzo coerente con l’andamento dei loro consumi. Il combinato delle due previsioni indica quindi la necessità che le normative nazionali siano predisposte al fine che il segnale di prezzo dell’energia elettrica in funzione del tempo sia recepibile da tutti i consumatori.

Come precedentemente ricordato, la normativa vigente prevede che tutti i punti di prelievo del sistema nazionale di altissima, alta e media tensione, nonché di bassa tensione con potenza disponibile superiore a 55 kW dotati di misuratore orario siano trattati orari³; questo significa che le risorse tecnologiche di cui sono dotati tali punti

¹ In riferimento alla normativa vigente (prima dell’entrata in vigore della deliberazione 278/07), sono trattati su base oraria (per semplicità “trattati orari”) tutti i punti di prelievo dotati di misuratore orario, con potenza disponibile al di sopra di 55 kW.

² 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”. 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 un categoria di prelievi per i quali è disponibile 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.

³ Con il TIT, 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 vincolato. Il processo è stato portato a termine da tutte le imprese distributrici entro il 15 aprile 2007, a

sono sfruttate al fine di poter trasferire il segnale economico di prezzo ai relativi clienti finali senza rischi per l'utente del dispacciamento: in altre parole la normativa italiana è già rispondente per i clienti con punti di prelievo trattati orari alle indicazioni della Direttiva.

D'altro canto il meccanismo di determinazione convenzionale dei profili di prelievo dell'energia elettrica nell'ambito del servizio di dispacciamento del sistema elettrico italiano, ovvero la profilazione 118/03, in quanto di tipo geografico per area, e non per categorie di consumo, non permette tale trasferimento di segnale all'utente del dispacciamento in riferimento ai punti non trattati orari di propria competenza; ne consegue che, a sua volta, l'utente del dispacciamento non sia incentivato a trasferire il segnale di prezzo ai propri clienti finali, poiché, qualora lo facesse, dovrebbe sopportarne il rischio.

Per il sistema elettrico italiano, la Direttiva comporta pertanto una necessità di revisione della profilazione 118/03 (che si applica principalmente ai consumatori domestici e alle piccole imprese) al fine di permettere il soddisfacimento all'indicazione del Parlamento Europeo.

2.1.3 Meccanismo vigente e motivazioni degli interventi proposti

L'implementazione del load profiling, da applicarsi, come detto in precedenza, a tutti i punti di prelievo che non sono equipaggiati di misuratori orari, stabilita per il settore elettrico italiano con la deliberazione n. 118/03, 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 riferimento⁴, sulla base dei prelievi

meno dell'1% dei punti di prelievo in alta e media tensione ai sensi della deliberazione n. 58/07. Per effetto di tale processo, sussiste oggi la disponibilità per il sistema elettrico nazionale delle misure orarie per tutti i clienti 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, in quanto le imprese distributrici hanno scelto di installare misuratori orari con le stesse caratteristiche di quelli adatti alla media tensione. Con la 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 orarie, debbano essere trattati orari.

4 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 distributtrice che ha, all'interno della medesima zona, almeno un punto di interconnessione in alta tensione, denominata impresa distributtrice di riferimento;
- b) tutti i punti di prelievo e di immissione, inclusi nella medesima zona, appartenenti a una o più imprese distributtrici che, all'interno della medesima zona, non hanno punti di interconnessione in alta tensione, e che sono denominate imprese distributtrici sottese.

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 annuale 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 annuali ponderati per i valori orari del PRA dell'anno. 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 imprese distributrici attraverso appositi meccanismi integrati, sino al 30 giugno 2007, nella regolazione dell'energia destinata al mercato vincolato⁵.

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

⁵ L'energia elettrica destinata sino al 30 giugno 2007 ai clienti del mercato vincolato serviti da un'impresa distributtrice è definita all'articolo 31 del TIT. I meccanismi di regolazione dell'energia destinata al servizio di maggior tutela con decorrenza 1 luglio 2007 saranno oggetto di un successivo provvedimento a cura dell'Autorità

trattati orari, di tutti i prelievi attribuiti all'illuminazione pubblica del mercato libero che vengono trattati separatamente.

2.1.4 Motivazioni economiche e sociali

La caratteristica distintiva della profilazione 118/03 consta nel fatto che essa attribuisce convenzionalmente 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 andamento nel tempo del prelievo dell'energia elettrica morfologicamente simile al PRA (precisamente risultante dal prodotto ora per ora del valore del PRA con il CRP dell'UdD). Il fatto di attribuire a tutti i punti di prelievo di un determinato UdD un andamento convenzionale "uguale", prescindendo dalle reali caratteristiche di comportamento di consumo dei punti di prelievo cui egli rivende energia, comporta una importante inefficienza allocativa dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica all'ingrosso.

Poiché infatti il venditore si trova ad essere ricaricato di oneri di sbilanciamento in differenza al risultato del CRP assegnatogli moltiplicato per la sua previsione di PRA, egli è indotto ad approvvigionarsi in modo tale che non gli siano attribuiti sbilanciamenti rispetto a tale posizione; in ultima analisi il venditore acquista energia elettrica per i propri punti non trattati orari simulando nelle proprie previsioni che il comportamento complessivo di prelievo dei punti non trattati orari abbia un andamento nel tempo morfologicamente corrispondente al PRA.

Questa situazione rende, nei fatti, a meno della correzione predisposta tramite la fase di conguaglio, 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.

In secondo luogo, visto che l'utente del dispacciamento è premiato/penalizzato a seconda della "bontà" della sua previsione del PRA, la fase di conguaglio, che ha come scopo "compensare" gli errori di determinazione convenzionale strettamente detti, deve essere tale da non distorcere gli incentivi a prevedere bene (ad es. se è tale da restituire gli oneri di sbilanciamento sostenuti sulle quantità differenziali fra quelle effettive e quelle attribuite si distorcono gli incentivi a ben prevedere) ed essere quanto più equa possibile nel trasferire a sua volta il segnale economico di prezzo.

Ai sensi della deliberazione n. 118/03, nell'ambito della procedura di settlement mensile del dispacciamento ad ogni utente del dispacciamento si attribuisce ora per ora come prelevata l'energia elettrica che risulta del Coefficiente di Ripartizione dell'UdD moltiplicato per il Prelievo Residuo di Area effettivo di quell'ora in luogo della energia effettivamente prelevata dai punti di prelievo non trattati orari di sua competenza. In sede di conguaglio, disponendo dei dati di prelievo del periodo di conguaglio di ciascun punto di prelievo, si determinano le quantità fisiche effettivamente prelevate punto per punto. Conseguentemente Terna determina per ogni UdD le partite fisiche di riconciliazione fra prelievi effettivi e attribuiti ai fini del dispacciamento. Tali partite fisiche di conguaglio, che riguardano tutte le ore del periodo di conguaglio, vanno valorizzate economicamente, pertanto deve essere stabilito un prezzo con cui trasformarle in partite economiche.

I prezzi dell'energia possono avere valori molto differenziati nelle varie ore dell'anno e anche i valori medi su periodi temporali inferiori all'anno, per esempio mensili, possono essere molto differenti. Per applicare prezzi orari, o anche medi mensili, in modo significativo, il sistema nazionale deve poter disporre di partite fisiche rilevate sulla stessa base temporale, in altre parole di disporre di rilevazioni dei consumi in periodi comparabili con l'intervallo di tempo su cui si applica la media dei prezzi. Una rilevazione dei consumi con periodicità sottomultipla dell'anno non era percorribile nel momento storico in cui si era adottata la profilazione 118/03, vista la completa assenza di misuratori predisposti alla telegestione. Di conseguenza il fatto di non poter disporre delle partite fisiche opportune, ma di disporne solo di annuali, ha reso inutile la definizione dei prezzi di conguaglio medi su periodi di riferimento inferiori all'anno.

Conseguentemente, la fase di conguaglio attuale sterilizza la possibilità di fornire il segnale economico sulle partite fisiche di conguaglio, utilizzando un prezzo unico mediato sull'anno per la loro valorizzazione. Nel contempo essa non distorce gli incentivi a prevedere bene in quanto non prevede la restituzione degli oneri di sbilanciamento sostenuti sulle partite di energia differenziali fra i prelievi effettivi e quelli attribuiti.

In terzo luogo, dal 2005 l'Autorità ha approvato ad alcune imprese distributrici tariffe biorarie di fornitura per il mercato domestico, poi sospese con la deliberazione n. 135/07. Tali tariffe risultavano sostenibili per tali imprese distributrici solo in un assetto che prevedeva il mercato vincolato nel quale esse, in quanto esercenti del servizio di vendita per i titolari dei punti di prelievo di tale mercato, risultavano titolate alla perequazione degli eventuali costi in cui incorrevano nell'applicazione della tariffa bioraria autorizzata per effetto dell'asimmetria fra la tariffa medesima e i costi di approvvigionamento dell'Acquirente Unico.

In assetto di completa liberalizzazione del mercato i venditori vengono a sostituire le imprese distributrici nel ruolo di esercenti la vendita di energia elettrica presso quei punti di prelievo dapprima serviti dalle imprese distributrici stesse: per gli esercenti la maggiore tutela la sostenibilità delle condizioni biorarie di fornitura viene assicurata da appositi meccanismi di perequazione, simili a quelli applicati nel mercato vincolato sino al 30 giugno 2007; per i venditori sul mercato libero, invece, la diversa struttura dei costi fra servizio di dispacciamento e condizioni economiche biorarie di fornitura ai clienti finali non permette l'immediata sostenibilità delle suddette condizioni biorarie.

A livello generale offerte commerciali articolate su diversi raggruppamenti orari hanno gli indiscutibili vantaggi di:

1. sensibilizzare anche la clientela diffusa ad una più consapevole organizzazione dei propri consumi in considerazione del prezzo dell'energia e del rispetto dell'ambiente
2. stimolare la promozione di offerte commerciali differenziate e personalizzate secondo le caratteristiche dei singoli clienti finali cui questi possano risultare interessati a tutto beneficio della concorrenzialità del settore e quindi della riduzione dei costi di questo.

Allo scopo di poter permettere a tutti gli esercenti il servizio di vendita di poter continuare a proporre offerte commerciali articolate su diversi raggruppamenti orari in similitudine alle tariffe biorarie approvate per il mercato vincolato, e al contempo di avere corrispondenza con i costi del dispacciamento, risulta necessaria una revisione del

meccanismo di profilazione convenzionale che consenta di tener conto almeno della ripartizione dei consumi fra i diversi raggruppamenti orari, se non dei consumi su base oraria. Questo permetterebbe al venditore di poter far corrispondere economicamente la quantità di energia da lui approvvigionata all'ingrosso nei diversi raggruppamenti orari, all'energia complessivamente prelevata negli stessi raggruppamenti orari dai punti di prelievo non trattati orari dei clienti con cui ha stipulato contratti di fornitura.

In conclusione, la principale ragione di opportunità economica che porta alla revisione è l'auspicabilità di una determinazione convenzionale dei prelievi che ingeneri nel sistema un percorribile trasferimento di segnale economico di prezzo nelle fasi a valle della filiera, ovvero verso l'utente del dispacciamento e conseguentemente al cliente finale. Come conseguenza quest'ultimo potrà così beneficiare di offerte commerciali più corrispondenti alle proprie abitudini di consumo nei diversi raggruppamenti orari, ottenendo un trattamento più equo rispetto ai costi indotti al sistema dal proprio comportamento di consumo. Ne deriva che la predisposizione di regole che permettano un trattamento più equo di ogni consumatore sul territorio nazionale viene a costituire la primaria motivazione sociale dell'intervento.

3 OBIETTIVI DELL'INTERVENTO

3.1 Obiettivi generali

L'Autorità ritiene, alla luce delle ragioni di opportunità dell'intervento esposte nella sezione dedicata, che la revisione delle profilazione convenzionale dell'energia elettrica prelevata costituisca un elemento importante nel perseguimento dei seguenti obiettivi di carattere generale:

- a) incentivare il comportamento efficiente dei consumatori in risposta a segnali di prezzo;
- b) promuovere la corretta remunerazione degli esercenti il servizio di vendita grazie alla predisposizione di condizioni per cui godano anche per i clienti non trattati orari di una efficiente allocazione di costi di approvvigionamento all'ingrosso;
- c) promuovere la concorrenza fra esercenti la vendita;
- d) migliorare l'equità fra le diverse categorie di consumatori.

3.2 Obiettivi specifici

Alla luce di quanto sopra evidenziato nel riquadro sottostante sono riportati gli obiettivi specifici che corrispondono ad altrettanti requisiti desiderabili in una metodologia di load profiling ottimale.

Obiettivo specifico A
Trasferimento di un segnale economico di prezzo dell'energia agli utenti del dispacciamento coerente con la distribuzione temporale dei consumi dei punti di prelievo di loro competenza
Obiettivo specifico B
Semplicità di implementazione: la revisione dei meccanismi di profilazione convenzionale e l'eventuale estensione dell'applicazione del trattamento orario hanno un impatto sulle imprese distributrici e Terna, chiamate a modificare le proprie procedure organizzative e i propri sistemi informativi per tenere conto delle nuove regole e dei nuovi flussi informativi.
Obiettivo specifico C
Equità per clienti finali: la revisione del load profiling si propone di realizzare una valorizzazione dell'energia per ciascun punto di prelievo maggiormente in linea con l'andamento reale dei propri prelievi rispetto alla situazione precedente

4 AMBITO DELL'INTERVENTO

La revisione della metodologia di load profiling trova il suo ambito di applicazione nella disciplina del dispacciamento di merito economico del sistema elettrico nazionale.

I soggetti che risultano destinatari del provvedimento in oggetto in modo diretto sono:

1. le imprese distributrici, ad oggi responsabili in gran parte delle esistenti procedure di profilazione convenzionale, chiamate dalla revisione di cui al presente documento a modificare le proprie procedure di raccolta dei dati di prelievo, di calcolo e di trasferimento informazioni verso Terna;
2. Terna, coinvolta nelle modifiche dei propri processi organizzativi principalmente per quanto attiene ai cambiamenti inerenti alla fase della procedura di conguaglio⁶.

I soggetti sopraelencati rappresentano pertanto i destinatari “diretti” ovvero quelli le cui funzioni sono modificate direttamente dal presente intervento regolatorio .

D'altro canto la modifica del meccanismo di profilazione convenzionale ha come finalità proprio avere una ricaduta anche su altri soggetti, che ne rappresentano i destinatari “indiretti”, ovvero quei soggetti per i quali l'intervento produce comunque degli effetti, pur non richiedendo direttamente la modifica delle loro attività. Questi sono identificabili con:

⁶ Nel corso del procedimento di consultazione l'Acquirente Unico si è trasformato da destinatario diretto a destinatario indiretto, in quanto esso ha mantenuto il ruolo di operatore residuale, rimanendo responsabile dell'approvvigionamento delle partite di energia relative alla differenza fra perdite effettive e perdite standard, da regolare in un secondo momento con gli esercenti la maggior tutela, attraverso appositi meccanismi che saranno oggetto di un successivo provvedimento a cura dell'Autorità.

1. gli Utenti del dispacciamento, incluso l'Acquirente Unico, verso i quali è rivolto uno degli obiettivi specifici principali, 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;
2. i titolari di punti di prelievo in bassa tensione 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.

5 LINEE DI INTERVENTO: PROPOSTE E RISULTATI DELLA CONSULTAZIONE

Il provvedimento sulla revisione della profilazione convenzionale dell'energia elettrica prelevata è sottoposto interamente a processo di consultazione e di alcuni aspetti si è proceduto all'analisi di impatto regolatorio. Vista la complessità del tema di intervento si sarebbe reso difficilmente perseguibile l'obiettivo del rispetto dei tempi previsti dal piano Air, se di tutti gli aspetti della metodologia fosse stato analizzato l'impatto regolatorio secondo i requisiti della procedura adottata dall'Autorità con la deliberazione n. 203/05. Il rispetto della scadenza di assunzione era però indispensabile in vista del termine della completa liberalizzazione del mercato.

Si sono pertanto individuati due aspetti, i cui effetti specifici potessero rappresentare una sintesi significativa del complesso dell'intervento, da sottoporre ad analisi di impatto regolatorio; precisamente:

1. l'ambito di applicazione della nuova metodologia di load profiling per fasce (ovvero a quali punti di prelievo applicare la determinazione convenzionale e a quali il trattamento orario);
2. la periodicità rilevante della fase di conguaglio della profilazione convenzionale (ovvero la base temporale con cui si calcolano le partite fisiche e i prezzi di conguaglio in un anno).

Il capitolo è pertanto organizzato in sezioni distinte per i temi di intervento sottoposti a consultazione (paragrafo 5.1) e i temi di intervento sottoposti ad analisi di impatto regolatorio (paragrafi 5.2 e 5.3).

5.1 Load profiling per fasce

Nel primo documento di consultazione, la metodologia di load profiling per fasce è illustrata nelle sue linee fondamentali e sono poste in rilievo le variazioni rispetto alla profilazione 118/03 nelle tre fasi:

- a) calcolo dei coefficienti di ripartizione;
- b) determinazione dell'energia elettrica prelevata ai fini del dispacciamento;
- c) conguaglio.

Si inoltre richiede il parere dei soggetti interessati sulla periodicità di raccolta delle misure e sulla messa a disposizione dei dati di misura ai venditori e ai titolari dei punti di prelievo, attività che risultano impattate dalla nuova metodologia.

5.1.1 Proposte di intervento

Metodologia di profilazione convenzionale per fasce

Le principali innovazioni nel calcolo dei coefficienti di ripartizione che la proposta del primo documento di consultazione dell'Autorità reca sono:

1. la classificazione dei punti non trattati orari come punti trattati per fasce⁷ e trattati monorari⁸;
2. la determinazione di coefficienti di ripartizione per punto, i cosiddetti CRPP, per i punti non trattati orari differenziati per fasce e calcolati diversamente se riferiti a punti trattati per fasce o monorari;
3. la determinazione dei coefficienti di ripartizione per fasce per utente del dispacciamento come sommatoria dei coefficienti di ripartizione dei punti di prelievo di competenza. In esito alla nuova procedura ogni mese agli utenti del dispacciamento è assegnato in ogni area di riferimento un "vettore" di 3 coefficienti di ripartizione in luogo di un solo coefficiente come avveniva nella profilazione 118/03;
4. il superamento del ruolo "residuale" dell'Acquirente Unico equiparandolo agli altri UdD;
5. l'approccio modificato relativo alla procedura di valorizzazione e liquidazione della differenza fra le perdite standard e le perdite effettive sulle reti di distribuzione (cd: delta perdite) che non prevede più il coinvolgimento dell'Acquirente Unico né nella fase ex-ante (determinazione convenzionale strettamente detta) né nella fase ex-post (fase di conguaglio).

La determinazione convenzionale dell'energia elettrica prelevata da ciascun utente del dispacciamento in ciascuna ora ai fini del dispacciamento presentata nel primo documento per la consultazione è del tutto analoga alla profilazione 118/03 con l'unica differenza dell'applicazione del coefficiente di ripartizione di fascia in coerenza alla fascia di appartenenza di ciascuna ora. In altre parole, l'energia attribuita a ciascun UdD

⁷ I punti di prelievo trattati per fasce (insieme P^f) sono i punti di prelievo dotati di misuratore elettronico messo in servizio per i quali sono disponibili dati di prelievo differenziati per fascia oraria.

⁸ I punti di prelievo trattati monorari (insieme P^m) non sono dotati di misuratore elettronico messo in servizio, ovvero hanno a disposizione solamente la misura del prelievo complessivo su base annua; essi sono comunque sempre contemplati dalla metodologia per fasce, per gestire i casi transitori o residuali di punti di prelievo non dotati di misuratore elettronico messo in servizio.

nell'ora h risulta 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 . A sua volta il CRPU risulta pari alla sommatoria dei CRPP attribuiti a ciascun punto di prelievo in ciascuna fascia oraria. Per quanto concerne la fase di conguaglio, nel primo documento per la consultazione se, da un lato, si prevedono partite di conguaglio e prezzi differenziati sulle varie fasce orarie, dall'altro si ritiene opportuno esplicitare la differenza fra le perdite effettive e le perdite standard sulle reti di distribuzione (delta perdite) per la sua successiva e specifica attribuzione. La determinazione del prezzo di conguaglio proposta si basa sui medesimi elementi presenti nella metodologia monoraria vigente; la determinazione delle partite fisiche di conguaglio, invece, presenta differenze significative rispetto alla profilazione n. 118/03 per permettere l'individuazione delle quantità di energia corrispondenti al delta perdite per ciascuna impresa distributrice. La determinazione delle partite fisiche infatti risulta immediata per i punti trattati per fasce nella nuova metodologia, ma impone una procedura specifica per la determinazione della quantità di energia prelevata dai punti trattati monorari, e, conseguentemente, del delta perdite.

Sincronizzazione e messa a disposizione dei venditori dei dati di misura

Il primo documento per la consultazione pone in evidenza due esigenze configgenti:

a) Esigenze di Sistema

Problema della sincronizzazione dei dati di prelievo effettivi con la base temporale cui si riferisce il conguaglio: ad esempio nel caso di periodicità di conguagli bimestrale, la sincronizzazione richiede la raccolta di tutti i dati di prelievo effettivo dei punti non trattati orari con riferimento a ciascun bimestre.

b) Esigenze Commerciali

Esigenze della messa a disposizione dei dati tempestiva ai venditori dal momento della raccolta della misura.

Le due esigenze risultano fra loro in conflitto perché la sincronizzazione della registrazione dei dati alla fine del periodo di conguaglio comporta l'impossibilità, con le tecnologie di telegestione attuali, della messa a disposizione di tutti i dati rilevati in tempi stretti. Per contro, una registrazione dei dati non sincronizzata permette una raccolta e messa a disposizione degli stessi diluita nel tempo tale che la messa a disposizione del singolo dato sia in tempi ravvicinati rispetto alla raccolta del medesimo.

Visto il conflitto delle due esigenze l'Autorità nel primo documento di consultazione si esprime favorevolmente a privilegiare le esigenze dei fornitori di energia elettrica e confermare gli interventi proposti nel documento per la consultazione 12 marzo 2007, tra cui, in particolare, la tempistica dei 10 giorni rispetto al periodo cui si riferiscono per la messa a disposizione dei dati di misura validati.

5.1.2 Risultati della prima consultazione

In risposta al primo documento, l'Autorità riceve, entro i termini stabiliti, osservazioni generali e commenti specifici da parte della maggioranza degli operatori della vendita, degli utenti del dispacciamento, delle imprese distributrici, da alcune associazioni, di consumatori e di imprese elettriche, e da Terna. Alcune delle osservazioni sono anticipate dagli operatori presenti durante il seminario (*focus group*) tenuto a seguito della pubblicazione del primo documento.

Le osservazioni generali si concentrano principalmente nella condivisione della necessità di una revisione della profilazione 118/03 secondo la direzione indicata dall'Autorità, nell'apprezzamento del rigore della metodologia proposta, seppur rilevandone un potenziale aumento dei costi gestionali, e nelle riserve sulla reale possibilità di implementazione secondo la tempistica indicata dall'Autorità per un'applicazione a regime. La maggior parte degli operatori ritiene necessario individuare un periodo transitorio durante il quale si definiscano regole, attuabili in tempi brevi, che riducano le distorsioni ingenerate sul mercato dall'applicazione della normativa vigente e nel contempo avvino la realizzazione e l'implementazione di procedure tecnologiche e organizzative per la raccolta dei dati storici necessari al funzionamento della rinnovata metodologia di regime.

L'Autorità riceve altresì osservazioni specifiche sui singoli aspetti proposti richiamati al precedente paragrafo di cui si fornisce la seguente sintesi:

1. Applicazione della metodologia di profilazione convenzionale per fasce: come già detto nel riportare le considerazioni generali da parte degli operatori, vi è generale consenso nella necessità della revisione della profilazione 118/03.
2. Superamento del ruolo residuale dell'AU nel conguaglio fra perdite effettive e perdite standard: gli operatori condividono principi e modalità, ma non considerano opportuna l'anticipazione di tale nuovo approccio prima della fase di regime. Un operatore considera troppo complicata l'eventuale fase di liquidazione.
3. Sincronizzazione verso messa a disposizione dati: nell'individuazione del trade-off fra le due esigenze contrastanti sulla sincronizzazione e il rilascio dei dati di misura, l'Autorità indica propensione a favorire le esigenze provenienti dalle attività commerciali dei venditori. Ad un prevedibile generale consenso da parte degli operatori della vendita al privilegiare da parte dell'Autorità le necessità dei fornitori, si contrappongono le imprese distributrici che, con diversi gradi di contrasto, esprimono poca condivisione ad una dinamica di rilevazione e elaborazione dati più stringente, per via dell'incremento dei costi che questo ingenererebbe. In aggiunta, alcuni operatori della vendita sollevano un nuovo aspetto di criticità che fino ad ora non era stato riportato all'Autorità, ovvero l'esigenza di disporre dei dati di misura dei punti di prelievo non trattati orari "tutti insieme", eventualmente stimati ed in un secondo tempo rettificati, anziché riceverli già validati, ma a lotti ridotti e con rilasci giornalieri.

5.1.3 Proposte dell'Autorità a seguito della prima consultazione nella seconda consultazione

Fase di profilazione convenzionale ex- ante

L'Autorità, per quanto concerne la fase di profilazione convenzionale ex-ante, viste le disposizioni di legge intervenute nel frattempo che prevedono ancora il ruolo dell'Acquirente Unico come utente del dispacciamento del servizio di maggior tutela, nel secondo documento di consultazione, tra l'altro accogliendo le osservazioni della maggioranza degli operatori in merito, propone una revisione della metodologia della profilazione convenzionale per fasce orarie presentata nel primo documento al fine di ripristinare il ruolo dell'Acquirente Unico come operatore residuale e tramite nella procedura di attribuzione del delta perdite.

Si propone altresì che la base temporale del calcolo dei coefficienti di ripartizione dei punti di prelievo $CRPP_{F_i}$ sia il bimestre così da permettere ai CRPP di catturare al meglio le abitudini stagionali di consumo; inoltre si ipotizza che essi siano calcolati esclusivamente per i punti di prelievo non ricompresi nel servizio di maggior tutela, lasciando all'Acquirente Unico un coefficiente di ripartizione residuale in linea con quanto previsto nella profilazione 118.

Le modalità proposte di calcolo e aggiornamento dei coefficienti prevedono che il calcolo dei $CRPP_{F_i}$ avvenga a maggio di ogni anno a valere dal giugno successivo fino al 31 maggio dell'anno seguente e che i $CRPU_{F_i}$ siano aggiornati, come sommatoria dei CRPP dei punti monorari e trattati per fasce di competenza, e messi a disposizione degli utenti del dispacciamento su base mensile, in modo immutato rispetto alla normativa vigente.

Il documento propone anche una modalità transitoria di calcolo da applicarsi nell'anno 2008, al fine di tenere conto della indisponibilità dei dati di prelievo differenziati per fascia per l'anno 2007, su cui basare il calcolo dei CRPP per l'anno 2008. Tale modalità prevede che:

- a) la presenza di CRPP differenziati è attuata solamente dal 2009;
- b) per il 2008 i 18 CRPP assegnati a ciascun punto di prelievo siano uguali fra loro e pari a $\frac{EP^m}{E^{f+m}}$, analogamente a quanto previsto nella disciplina vigente.

Fase di conguaglio ex-post

Nel secondo documento di consultazione la fase di conguaglio della metodologia per fasce continua a mantenere le stesse finalità presenti nella profilazione 118/03. Questa scelta costituisce una modifica rispetto a quanto illustrato nel primo documento, laddove si prevedeva, in tale fase:

1. la valorizzazione esplicita del delta perdite e il suo addebito alle imprese distributrici;
2. il superamento del ruolo di operatore residuale dell'Acquirente Unico.

Le disposizioni del decreto legge 18 giugno e del TIV permettono, infatti il mantenimento, anche nella nuova metodologia di profilazione convenzionale per fasce,

del ruolo residuale dell'Acquirente Unico e del meccanismo di valorizzazione del delta perdite previsto nella normativa vigente.

Per ciascuna fascia F_i e per ciascun periodo di conguaglio la partita economica di conguaglio a carico di ciascun UdD diverso dall'Acquirente Unico è pari al prezzo di conguaglio relativo alla medesima fascia e al medesimo periodo di conguaglio moltiplicato per la partita fisica di conguaglio a carico del medesimo UdD nella medesima fascia e nel medesimo bimestre.

Per ciascuna fascia F_i e per ciascun periodo di conguaglio la partita economica di conguaglio a carico dell'Acquirente Unico è pari alla somma, cambiata di segno, delle partite economiche di conguaglio a carico degli altri UdD operanti nell'area di riferimento. Tale partita economica comprende anche la valorizzazione del delta perdite che rimane, pertanto, a carico dell'Acquirente Unico per essere recuperato successivamente con meccanismi di compensazione esterni alla procedura di conguaglio del load profiling.

Soluzione transitoria

La metodologia di profilazione convenzionale per fasce nella sua applicazione piena, oltre a raggiungere gli obiettivi generali e specifici individuati dall'Autorità di questo procedimento, porta a soluzione anche l'effetto oggi distorcente fra mercato libero e servizio di maggior tutela prodotto dalla differente modalità di valorizzazione dell'energia fra approvvigionamento all'ingrosso e corrispettivi di vendita praticati obbligatoriamente dall'esercente della maggior tutela all'utenza domestica: se da un lato i prezzi medi di cessione che gli esercenti la maggior tutela (e precedentemente i venditori del mercato vincolato) corrispondono all'Acquirente Unico sono ponderati per il PRA, dall'altro i corrispettivi di vendita sono determinati dall'Autorità sulla base di profili standard nazionali⁹ differenziati per tipologia contrattuale, definiti sulla base di rilevazioni campionarie.

Questo implica un allontanamento dei corrispettivi di vendita dal valore di mercato dell'energia elettrica venduta ai clienti localizzati in diverse aree di riferimento e/o appartenenti a diverse tipologie caratterizzate da profili standard nazionali diversi. Va infatti ricordato che l'effettiva distribuzione dei consumi dei clienti domestici e delle piccole imprese non rileva, se non in quanto parte del profilo di prelievo complessivo dei clienti non trattati orari, ai fini della determinazione dei costi di approvvigionamento all'ingrosso per questi clienti. In quest'ottica si può dire che la metodologia di determinazione dei corrispettivi unitari di vendita attuale determina dei sussidi incrociati tra tipologie di clienti e tra clienti localizzati in diverse aree di riferimento.

Le citate distorsioni possono naturalmente alterare le dinamiche concorrenziali, in particolare con riferimento alla scelta del cliente tra servizio tutelato e mercato libero.

⁹ L'utilizzo di profili differenziati per tipologia ed uniformi sul territorio nazionale ha risposto storicamente a criteri di equità.

Nell'impossibilità di applicare, in molte aree di riferimento la metodologia di load profiling per fasce a regime fin da subito¹⁰, l'Autorità propone nel secondo documento di consultazione una soluzione b) che permetta comunque la soluzione di tale distorsione fin da subito.

La soluzione b) sarebbe da applicare in quelle aree dove non ci sia stata la garanzia di una adeguata proporzione di energia elettrica trattata per fasce prelevata da punti non trattati orari; in altre parole in quelle aree di riferimento dove l'implementazione dei sistemi di telegestione ancora non sia arrivata a garantire il trattamento per fasce alla maggioranza dei punti di prelievo.

Nelle aree in cui la proporzione sia garantita, invece, si applicherebbe la soluzione di regime descritta ai paragrafi precedenti.

Il criterio discriminante fra la soluzione b) e la soluzione di regime è che almeno il 90% dell'energia prelevata dai punti di prelievo non trattati orari relativi a clienti non domestici sia trattata per fasce. Questo, infatti, significherebbe che in tali aree l'energia prelevata dai punti di prelievo trattati monorari, calcolata come differenza fra l'energia prelevata da tutti i punti di prelievo non trattati orari e l'energia prelevata dai punti di prelievo trattati per fasce, sarebbe quasi completamente ascrivibile a punti di prelievo domestici, dal momento che la quasi totalità dell'energia prelevata dai clienti non domestici risulterebbe profilata per fasce: ciò permetterebbe una profilazione per la clientela domestica in linea con l'effettivo andamento dei prelievi di energia elettrica di detto segmento, senza necessità di ulteriori misure correttive, contribuendo ad un avvicinamento fra i profili con cui si ponderano i prezzi medi di cessione e quelli con cui si stabiliscono corrispettivi di vendita del servizio di maggior tutela.

L'Autorità prospetta inoltre una verifica in ciascuna area di riferimento di tale condizione su base semestrale con pubblicazione anticipata di 5 mesi dall'inizio del semestre interessato (es. entro il 31 gennaio le imprese distributrici verificano e pubblicano la situazione per il semestre luglio-dicembre).

Tale proposta porta ragionevolmente a suggerire di dare priorità alla installazione dei misuratori elettronici ai punti di prelievo di clienti non domestici, aspetto su cui è chiesto di esprimersi ai soggetti.

La novità principale nella soluzione b) del secondo documento di consultazione consiste nell'introduzione di partite fisiche orarie per ciascun utente del dispacciamento determinate a partire dal valore di tutta l'energia prelevata nell'anno dai punti di prelievo domestici e non domestici del medesimo UdD: l'energia relativa ai clienti domestici viene profilata tramite un profilo standard di categoria relativo a tali clienti. Applicando tale profilo al valore unico annuale dell'energia prelevata si ottengono tante partite fisiche domestiche (e per differenza rispetto al PRA le non domestiche) quante le ore dell'anno. A tali partite fisiche orarie si applica un prezzo orario che tiene conto del costo dell'energia nell'ora h e degli oneri di dispacciamento relativi alla medesima ora, allo scopo di ricondursi quanto più possibile al reale valore economico delle energia elettrica effettivamente prelevata dai punti di prelievo non trattati orari nella competenza di ciascun UdD.

¹⁰ Il load profiling per fasce richiede la presenza di misuratori elettronici messi in servizio, la cui effettiva presenza risulta ancora parziale in molte aree di riferimento.

Questi valori orari per utente del dispacciamento vanno ad essere conguagliati con le partite economiche determinate ex-ante con l'attribuzione convenzionale.

Sincronizzazione e messa a disposizione dei venditori dei dati di misura

Per i flussi informativi l'Autorità non prevede soluzioni transitorie nel secondo documento per la consultazione, bensì, tenendo conto della natura dell'esigenza, emersa solamente con le osservazioni al primo documento per la consultazione, di poter disporre ai fini commerciali dei dati dei punti non trattati orari "tutti insieme", illustra come percorribile una terza via, non inizialmente considerata: sincronizzazione dei dati di misura alla scadenza del singolo periodo di conguaglio, con rilascio a lotti periodici (ad esempio decadali) contestualmente alla rilevazione dei dati da parte dei sistemi di telegestione.

La nuova soluzione indicata come preferenziale contemporaneamente permette di soddisfare l'esigenza dell'invio di dati non continuativo, di mantenere la sincronizzazione utile ai fini del calcolo delle partite di conguaglio del load profiling e di fornire, nel contempo, agli UdD i dati di misura corretti con i quali essi possano procedere alle fatturazioni secondo le proprie strategie commerciali, anche se a lotti di rilascio caratterizzati da decrescente tempestività di messa disposizione all'interno della medesima area di riferimento.

5.1.4 Risultati della seconda consultazione

Fase di profilazione convenzionale ex- Ante

Gli operatori hanno risposto positivamente alle proposte dell'Autorità.

Fase di conguaglio ex- post

Gli operatori hanno risposto positivamente alle proposte dell'Autorità.

Soluzione transitoria

Le finalità che la formulazione della soluzione transitoria articolata nella profilazione per fasce nelle aree idonee e nella profilazione semplificata con conguaglio basato su profilo standard per i domestici nelle altre mira a perseguire, sono da tutti gli operatori riconosciute e condivise.

Alcuni operatori sottolineano, però, come, soprattutto nelle prime fasi di applicazione, le nuove procedure debbano permettere una transizione quanto più semplice ed omogenea possibile al fine di limitare i rischi e gli oneri a carico dei venditori/distributori.

La maggioranza delle imprese distributrici afferma, però, l'impraticabilità della priorità delle installazioni dei misuratori elettronici presso i punti di prelievo non domestici che avrebbe accelerato il raggiungimento della soluzione di regime in tutte le aree di riferimento.

Sincronizzazione e messa a disposizione dei venditori dei dati di misura

A riguardo della proposta del secondo documento di consultazione tutti i soggetti concordano sulle soluzioni che prevedono la sincronizzazione per tutti i misuratori elettronici del momento di registrazione delle misure di prelievo al termine di ciascun periodo di conguaglio escludendo la terza proposta che si basava sulla previsione di una registrazione e quindi messa a disposizione scorrevole. Le risposte si sono poi differenziate a seconda della categoria nell'esprimere preferenza sulla messa a disposizione. La proposta dell'Autorità dei rilasci decadali trova consenso nella sostanziale totalità degli operatori della vendita, alcuni dei quali auspicano anche un successivo accorciamento degli intervalli di rilascio e messa a disposizione verso una base pentagiornaliera (ogni 5 giorni). Di contro le imprese distributrici danno preferenza alla soluzione con rilascio complessivo al 15 del primo mese successivo alla registrazione ed una impresa distributtrice evidenzia come tale metodo possa essere utilizzato solo come alternativa in mancanza di soluzioni tramite portali Web a rilasci con tempistica più assidua.

5.1.5 Decisioni finali dell'Autorità

Fase di profilazione convenzionale ex-ante

L'Autorità assume, infine, la decisione di stabilire l'entrata in vigore della metodologia di load profiling per fasce a partire dal 1 Aprile 2008 in tutte le aree di riferimento, accogliendo, di fatto, la soluzione transitoria ipotizzata nel secondo documento per la consultazione in merito alla profilazione semplificata per la fase ex-ante. Per la fase di determinazione ex-ante, fino a maggio 2009 i CRPP per i punti di prelievo del mercato libero sono uniformi, così come i CRPU (che però si aggiornano ogni mese per tenere conto dello *switching*), e non differenziati per fasce, vista l'indisponibilità dei dati storici di prelievo differenziati per fasce orarie.

Fase di conguaglio ex- post

Il conguaglio ex-post con dati differenziati per fascia è applicato dall'1 aprile 2008 in tutte le aree di riferimento, nei limiti in cui tale applicazione è resa possibile dall'effettiva presenza di misuratori elettronici messi in servizio¹¹.

Soluzione transitoria

La soluzione b) proposta nel secondo documento di consultazione, prevedendo l'applicazione di un conguaglio basato su un profilo standard per l'utenza domestica, ha la finalità di trasferire il miglior segnale di prezzo possibile fin dalla prima applicazione

¹¹A tale scopo l'Autorità, a valle dell'approvazione della profilazione convenzionale per fasce, dispone che i dati di prelievo dei punti trattati per fasce siano differenziati per fascia al fine di permettere l'applicazione del conguaglio fin dall'1 aprile 2008.

del load profiling per fasce, ovviando all'oggettiva indisponibilità dei dati di prelievo per fasce in un certo numero di aree di riferimento.

Il criterio per l'applicazione alternativa della soluzione di regime) o della soluzione b) individuato nel secondo documento per la consultazione dall'Autorità è teso a garantire un prelievo residuo di area determinato dal prelievo di punti con caratteristiche di consumo quanto più simili possibile, al fine di poter trasferire agli utenti del dispacciamento un corretto segnale di prezzo, anche in assenza di una rilevazione per fasce dei prelievi; si è pertanto proposto un insieme di azioni volte a ricondurre quanto più possibile il prelievo dei punti non trattati per fasce al prelievo dei punti di prelievo domestici, fra queste il dare priorità all'equipaggiamento dei misuratori elettronici presso i punti non domestici rispetto ai residenziali.

Inoltre la soluzione b) proposta comporta una certa onerosità implementativa a carico dei soggetti coinvolti nelle operazioni finalizzate al conguaglio.

L'Autorità, mantenendo il perseguimento dell'obiettivo del trasferimento del corretto segnale di prezzo fin dalla prima applicazione nella fase di conguaglio, al fine di riflettere le osservazioni pervenute in esito alla seconda consultazione perviene ad una proposta finale di fase di conguaglio ex-post che tenga conto delle osservazioni degli operatori e persegua la semplificazione operativa maggiore possibile.

In tutte le aree di riferimento si applica il conguaglio del load profiling per fasce del secondo documento di consultazione, indipendentemente dalla proporzione dei punti trattati per fasce presenti nell'area di riferimento; inoltre si introduce, per le aree di riferimento in cui l'implementazione delle tecnologie di telegestione non garantisca ancora un'adeguata porzione di energia trattata per fasce rispetto al totale dell'energia elettrica prelevata dai punti non trattati orari, il cosiddetto conguaglio compensativo che si aggiunge all'altra procedura. Per determinare quali siano le aree di riferimento dove si applichi il conguaglio compensativo, si integra, inoltre, il criterio proposto nel secondo documento per la consultazione, riconoscendo che il prelievo residuo di area determinato dai punti trattati monorari possa riproporre caratteristiche di omogeneità non solo qualora sia tutto ascrivibile a punti domestici, ma anche qualora esso sia riconducibile principalmente ai prelievi dei clienti del servizio della maggior tutela ovvero se tutti i punti di prelievo del mercato libero non trattati orari siano trattati per fasce.

A questo va aggiunto che, sulla base delle informazioni a disposizione dell'Autorità, questo secondo tipo di condizione(basato sul discrimine fra mercato libero e maggior tutela) risulta più immediatamente soddisfabile da alcune imprese distributrici rispetto al criterio proposto nel secondo documento per la consultazione: pertanto l'applicazione del conguaglio compensativo è prevista nelle aree di riferimento che non soddisfano alcuna delle due condizioni.

La caratteristica principale del conguaglio compensativo è quella di realizzare il medesimo tipo di correzione previsto con la soluzione del secondo documento per la consultazione, ma con un corrispettivo unitario determinato e pubblicato ex ante dall'Autorità (il 31 ottobre dell'anno precedente) da applicare a tutta l'energia monoraria del periodo di conguaglio, semplificando la procedura di determinazione delle relative partite economiche per tutti gli operatori coinvolti.

Infine, come ulteriore elemento di semplificazione, l'Autorità prevede che l'applicazione del conguaglio compensativo sia annuale, così come annuale la verifica di applicabilità per ciascuna area di riferimento e non semestrale come dapprima proposto, con pubblicazione anticipata degli esiti di applicabilità da parte di Terna a beneficio degli operatori delle vendite.

Sincronizzazione e messa a disposizione dei venditori dei dati di misura

L'Autorità prevede che, per i punti per cui è previsto il trattamento per fasce, i relativi misuratori elettronici siano programmati per effettuare al proprio interno la registrazione delle misure al momento della conclusione di ciascun periodo di conguaglio (sincronizzazione con il periodo di conguaglio); ritiene, inoltre, opportuno rinviare a un successivo provvedimento la soluzione finale a riguardo della messa a disposizione dei dati di misura per i punti di prelievo non trattati orari.

5.2 L'ambito di applicazione del load profiling per fasce: le opzioni e la relativa valutazione

Fin dalla metodologia di profilazione per fasce proposta nel primo documento di consultazione nelle sue linee fondamentali, è prevista una classificazione dei punti di prelievo ed un conseguente corrispondente diverso trattamento. Precisamente i punti di prelievo possono ricadere in tre categorie:

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

L'appartenenza di ciascun punto di prelievo ad una categoria piuttosto che all'altra, che può anche dipendere dall'applicazione o meno della metodologia di profilazione per fasce, risulta determinante al soddisfacimento degli obiettivi alla base dell'intervento.

Allo scopo di verificare il grado di soddisfacimento degli obiettivi, e per converso l'eventuale impatto regolatorio, sono state ipotizzate diverse opzioni di applicazione della metodologia di profilazione per fasce che sono illustrate nel seguito.

Per tutte le opzioni l'Autorità ritiene di prevedere, secondo il principio di non discriminatorietà, l'obbligo di trattamento orario, fino ad ora riservato ai punti di prelievo in AAT, AT, MT e BT non domestici con potenza disponibile superiore a 55 kW e dotati di misuratore orario (come da disposizioni di cui alla 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 scadenze ultime 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.

5.2.1 Le Opzioni

Le opzioni individuate sono:

Opzione 0 – Mantenimento dello status quo con lievi modifiche

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 della profilazione 118/03.

Opzione 1 – Come opzione 0, ma con trattamento per fasce esteso a tutti i punti di prelievo bt dotati di misuratori elettronici

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 prelievi nelle varie fasce.

Opzione 2 – Come opzione 1 ma con trattamento orario sopra una certa soglia di potenza disponibile

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

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

Le opzioni sono riassunte nella tabella seguente.

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

Nessuna delle opzioni contempla la contemporanea presenza di un trattamento per fasce e di un trattamento monorario nelle modalità della profilazione 118/03, in quanto si ritiene che la metodologia di profilazione convenzionale per fasce, qualora introdotta, debba essere estesa al maggior numero di utenti possibile, nei limiti dell'adeguatezza dei misuratori. Il trattamento monorario contemplato dalla metodologia per fasce è da intendersi finalizzato esclusivamente ai casi di impossibilità di rilevazione dei dati di prelievo di energia elettrica in raggruppamenti orari per assenza dei misuratori elettronici.

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 raccolta remota delle misure orarie; nel periodo transitorio in cui tali punti non risultano ancora "trattabili" su base oraria essi rimangono soggetti alla disciplina monoraria del load profiling prevista dalla rispettiva opzione.

5.2.2 Valutazione preliminare delle opzioni

Il perseguimento dell'obiettivo specifico 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 metodologia 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.

Per quanto attiene l'obiettivo specifico 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.

Per quanto concerne l'equità, ovvero l'obiettivo specifico C, l'opzione 0 mantenendo un meccanismo di profilazione monorario indifferenziato per clientela domestica e non domestica, quale la profilazione 118/03, 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).

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

5.2.3 Risultati della prima consultazione

Nelle risposte al primo documento di consultazione: la maggior parte degli operatori esprime di non ritenere che il settore e la sua operatività siano maturi per un abbassamento della soglia del trattamento orario al di sotto dei 55 kW di potenza disponibile, valore che l’Autorità nel primo documento indica come minimo (in tal modo generalizzando per tutti i punti di prelievo con potenza disponibile >55 kW il trattamento orario che oggi è riservato, per i punti in bassa tensione, solo ai punti dotati di misuratore orario), laddove al di sotto di tale soglia si vada ad implementare il meccanismo per fasce. Alcune imprese distributrici si dichiarano per contro pronte a diminuire il valore di tale soglia per il trattamento orario, eventualmente con una implementazione graduale.

5.2.4 Proposte dell’Autorità a seguito della prima consultazione

In esito alla prima consultazione le opzioni 0 e 3 sono da considerarsi estreme: il mantenimento dello status quo, individuato dall’opzione 0, ovvero della profilazione convenzionale di cui alla deliberazione n. 118/03, non è pienamente in linea con le previsioni della direttiva europea in quanto trasferisce un segnale di prezzo identico a tutti gli utenti del dispacciamento indipendentemente dall’effettivo andamento dei loro prelievi; di contro l’estensione del trattamento orario a tutti i punti di prelievo, opzione 3, pur soddisfacendo pienamente le previsioni della direttiva europea, comporta dei costi particolarmente elevati a carico delle imprese distributrici e del sistema nel suo complesso.

Conseguentemente nel secondo documento di consultazione si sono considerate le opzioni 1 e 2 che, di fatto, si differenziano per la soglia di potenza disponibile sopra la quale applicare il trattamento orario: nella opzione 1 tale soglia è fissata a 55 kW, mentre nell’opzione 2 essa è da determinarsi con successive analisi.

5.2.5 Valutazione dell’impatto delle opzioni

Al fine di identificare la soluzione preferita fra le due rimaste, si è proceduto alla valutazione delle suddette soluzioni con riferimento agli obiettivi dell'intervento, operata nel primo documento per la consultazione.

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

L'elemento critico per una corretta valutazione delle opzioni risiede nel giudizio relativo all'obiettivo B, ovvero nella semplicità di implementazione della soluzione prescelta, sulla cui determinazione influiscono sia l'introduzione della profilazione convenzionale per fasce (con il calcolo dei coefficienti di ripartizione e la rilevazione dei consumi effettivi per ciascun punto di prelievo, ivi inclusi i punti ricompresi nel servizio di tutela), sia il numero di punti cui estendere il trattamento orario.

Dal momento che entrambe le opzioni 1 e 2 prevedono l'applicazione a regime di una profilazione convenzionale per fasce, la differenza di giudizio relativa all'obiettivo B è da imputare alla diversa numerosità dei punti di prelievo che, in ciascuna opzione, sono soggetti al trattamento orario.

Al fine di valutare l'impatto associato all'abbassamento della soglia di potenza disponibile al di sopra della quale applicare il trattamento orario, l'Autorità effettua, pertanto, alcune analisi in funzione della numerosità dei punti di prelievo in BT in relazione alla potenza disponibile. A tale scopo sono utilizzati i dati raccolti ai fini della redazione della relazione annuale per l'anno 2007 che, per quanto attiene i punti non domestici in BT con potenza disponibile pari od inferiore a 55 kW, risultano differenziati nelle classi di potenza contrattualmente impegnata riportate nella tabella seguente.

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

La griglia seguente riporta la conversione in valore numerico dei giudizi qualitativi utilizzati nel primo documento per la valutazione delle opzioni inerenti l'applicazione del load profiling. Tale conversione numerica è necessaria per una valutazione

quantitativa dell’impatto causato dall’abbassamento della soglia di potenza disponibile per il trattamento orario.

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

Ricordando che l’obiettivo specifico B alla base dell’intervento proposto consta nella semplicità di implementazione, nel primo documento di consultazione se ne dà valutazione con riferimento alle imprese distributrici; la valutazione dell’impatto che le nuove disposizioni hanno sulle imprese distributrici medesime risulta essere il complementare rispetto alla valutazione della semplicità di implementazione. Nel primo documento di consultazione in linea con i criteri valutativi degli altri due obiettivi, un giudizio elevato associato ad una opzione risulta indice di poche o nessuna criticità rispetto alla situazione vigente, con conseguente valutazione positiva dell’opzione medesima, mentre un giudizio basso denota la presenza di diversi aggravii a carico dei gestori di rete, con conseguente valutazione negativa dell’opzione medesima.

Nel prosieguo dell’analisi si segue una convenzione differente, facendo esplicito riferimento all’impatto che ciascuna opzione ha su tutti gli operatori del sistema, e non solo sulle sole imprese distributrici. L’impatto è valutato in modo complementare rispetto alla semplicità di implementazione: in particolare se la semplicità è pari a 5, l’impatto è pari a 0, se la semplicità è pari a 4, l’impatto è pari a 1 e così via¹².

Rispetto alla situazione stabilita dalla deliberazione n. 118/03 in combinato con la deliberazione n. 111/06, l’opzione 1 estende il trattamento orario a circa 90,000 punti di prelievo in BT con potenza disponibile sopra i 55 kW. Questo valore è pari alla differenza fra il totale dei punti di prelievo appartenenti a questa categoria (circa 95,000) ed il numero di punti di prelievo (circa 5000¹³) i quali, avendo un misuratore idoneo alla rilevazione della curva oraria di prelievo, sono ad oggi trattati orari per effetto delle disposizioni di cui alla deliberazione n. 292/06.

Nel primo documento la semplicità di implementazione per l’opzione 1 è stata giudicata pari a 3 (giudizio “medio”), il che corrisponde ad una valutazione quantitativa dell’impatto sulle imprese distributrici pari a 2. Tale valutazione è da ascrivere sia all’impatto del load profiling per fasce (introdotto dall’opzione 1 per tutti i punti di prelievo BT con potenza disponibile pari o inferiore a 55 kW) sia all’estensione del trattamento orario ai suddetti 90000 punti di prelievo con potenza disponibile superiore

¹² La somma delle valutazioni di impatto e semplicità di implementazione è sempre pari a 5.

¹³ Dato ricavato sulla base delle comunicazioni inviate dalle imprese distributrici ai sensi dell’articolo 10 della deliberazione n. 292/06

a 55 kW. Ipotizzando di ripartire l'impatto fra le due motivazioni in ragione del 25% a carico dell'estensione del trattamento orario e del 75% a carico dell'introduzione del load profiling per fasce, si perviene alla seguente valutazione quantitativa: impatto pari a 0.5 punti per l'estensione del trattamento orario ai 90,000 punti di prelievo e impatto pari a 1.5 punti per l'applicazione del load profiling per fasce.

La valutazione suddetta fa tuttavia riferimento esclusivamente alle difficoltà a carico delle imprese distributrici, senza tenere conto dell'impatto che l'estensione del trattamento orario può avere sugli utenti del dispacciamento, come evidenziato nelle risposte pervenute in esito al primo documento per la consultazione. Nelle osservazioni si sottolinea, in particolare, l'aggravio in termini di strutture informatiche per la gestione dei dati orari di prelievo ed in termini di attività necessarie per la fase previsionale dei prelievi e per la predisposizione di adeguate offerte commerciali.

L'impatto delle suddette attività sugli UdD è ipotizzabile essere inferiore a quello relativo alle imprese distributrici (chiamate a rilevare, registrare, validare, archiviare i dati orari di prelievo, nonché ad aggregarli e metterli a disposizione ai fini del dispacciamento): per quanto attiene l'aumento di 90,000 punti di prelievo sotteso all'applicazione dell'opzione 1 (trattamento orario con potenza disponibile superiore a 55 kW), tale impatto viene stimato in 0.4 punti. Sommando le valutazioni delle due componenti all'impatto complessivo, l'estensione del trattamento orario comporta un impatto complessivo pari a 0.9 punti.

Per quanto concerne, invece, l'introduzione del load profiling per fasce, le risposte in esito alla consultazione non hanno evidenziato particolari difficoltà a carico degli utenti del dispacciamento: pertanto, l'impatto associato alla nuova metodologia di profilazione convenzionale continua ad essere valutato con riferimento alle sole imprese distributrici, mantenendo inalterato il valore di 1.5 punti.

Nel complesso, dunque, all'applicazione dell'opzione 1 (load profiling per fasce con potenza disponibile pari o inferiore a 55 kW e trattamento orario con potenza disponibile superiore a 55 kW) è associato un impatto complessivo di 2.4 punti (0.9 punti dovuti all'estensione del trattamento orario, di cui 0.5 per effetti sulle imprese distributrici e 0.4 punti per effetti sugli UdD, e 1.5 punti associati all'introduzione del load profiling per fasce), cui corrisponde una semplicità di implementazione pari a 2.6 punti.

Un ulteriore abbassamento della soglia di potenza disponibile per il trattamento orario deve essere valutato esclusivamente con riferimento alle conseguenze indotte dall'aumento dei punti di prelievo trattati orari, in quanto tale decisione non modifica la scelta dell'applicazione della nuova metodologia di profilazione convenzionale sui restanti punti di prelievo.

In merito alla valutazione dell'opzione 1, l'impatto dell'estensione del trattamento orario a circa 90000 punti di prelievo è stato stimato in 0.9 punti: estrapolando tale risultato anche per ulteriori riduzioni della soglia di potenza disponibile, si perviene al grafico di fig. 1, che riporta l'impatto complessivo, ottenuto sommando anche l'impatto di 1.5 punti relativo al load profiling per fasce.

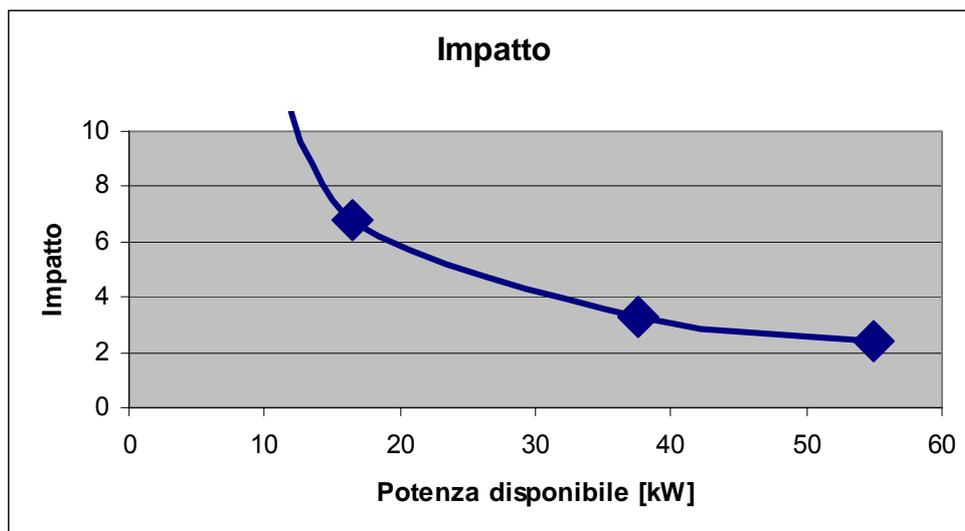


Fig. 1 – Impatto trattamento orario in funzione della soglia di potenza disponibile.

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

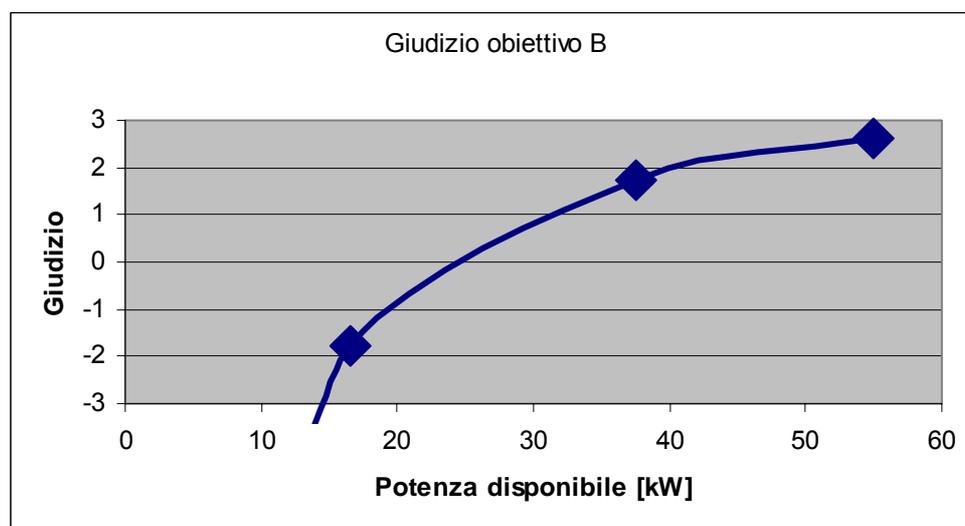


Fig. 2 – Giudizio obiettivo B. in funzione della soglia di potenza disponibile

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

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

Il giudizio più elevato risulta associato all'opzione 2 con soglia di potenza disponibile pari a 37.5 kW, la quale dovrebbe essere prescelta come preferita per la definitiva implementazione. Tuttavia, dal momento che la differenza di giudizio complessiva rispetto all'opzione 1 è piuttosto contenuta e dal momento che molti operatori sia della vendita che della distribuzione sottolineano l'opportunità di definire la soglia dei 55 kW di potenza disponibile al di sopra della quale applicare il trattamento orario, l'Autorità già dal secondo documento di consultazione esprime il proprio orientamento ad attuare una soluzione graduale stabilendo fin dall'inizio dell'applicazione del load profiling per fasce l'obbligo di trattamento orario per tutti i punti di prelievo con potenza disponibile superiore a 55 kW e l'applicazione del meccanismo di load profiling per fasce per tutti i punti di prelievo con potenza disponibile inferiore o uguale a 55 kW e a valutare successivamente l'opportunità di ridurre il valore di tale soglia¹⁴.

5.2.6 Risultati della seconda consultazione

¹⁴ L'analisi condotta nel secondo documento non tiene conto di eventuali benefici associati all'applicazione del trattamento orario per un determinato punto di prelievo rispetto all'applicazione di un meccanismo di profilazione convenzionale.

Da un punto di vista generale la presenza del trattamento orario trasferisce all'utente del dispacciamento un miglior segnale di prezzo (evidenzia le singole ore di convenienza e non la fascia oraria) e permette una valorizzazione dell'energia prelevata coerente con l'andamento orario dei prezzi e priva di approssimazioni dovute all'applicazione di prezzi medi per fascia e per bimestre. Tuttavia, stante la scarsa sensibilità delle utenze in BT a modificare le proprie abitudini di prelievo in funzione del prezzo dell'energia, il beneficio conseguente ad un segnale di prezzo orario sarebbe molto limitato.

Il vantaggio effettivo sarebbe ottenibile a livello di sistema, in quanto il trattamento orario permetterebbe di addebitare gli sbilanciamenti ai diretti responsabili senza ricorrere a medie aggregate per utente del dispacciamento e per area di riferimento. Anche questo beneficio, comunque, si considera avere una contribuzione agli oneri di sistema trascurabile in prima approssimazione, il che ne giustifica la non considerazione in sede di valutazione dell'opzione preferita.

Le osservazioni al secondo documento di consultazione esprimono generale consenso all'applicazione del trattamento orario ai punti di prelievo in bassa tensione con potenza disponibile superiore ai 55 kW.

5.2.7 Decisioni finali dell'Autorità

L'Autorità conferma come orientamento finale l'opzione indicata nel secondo documento per la consultazione ovvero l'applicazione del trattamento orario a tutti i punti con potenza disponibile superiore ai 55 kW e l'applicazione della profilazione convenzionale ai punti di prelievo in bassa tensione con potenza disponibile inferiore a tale soglia, rimandando ad eventuale valutazione successiva un ulteriore abbassamento della soglia di applicazione del trattamento orario.

5.3 La procedura di conguaglio: le opzioni e la relativa valutazione

La periodicità in base alla quale determinare e liquidare le partite di conguaglio stabilita dalla deliberazione n. 118/03 è l'anno. 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.

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 stabilita dalla deliberazione n 118/03), 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.).

5.3.1 Le Opzioni

L'Autorità, nel primo documento di consultazione, individua 4 possibili opzioni per la periodicità della 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

L'Autorità prevede già al primo documento di consultazione di disaccoppiare la periodicità di calcolo delle partite di conguaglio dalla periodicità della loro liquidazione che propone rimanga comunque annuale una tantum per tutte le partite di conguaglio di un determinato anno solare.

5.3.2 Valutazione preliminare delle opzioni

La valutazione delle opzioni rispetto agli obiettivi specifici del procedimento è riassunta nella tabella seguente dove si utilizza la medesima scala a 5 valori (basso, medio-basso, medio, medio-alto, alto) già adoperata 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

Il segnale di prezzo trasferito agli UdD, obiettivo A, 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 a ciclo pressoché semestrale.

Dal punto di vista della semplicità dell'applicazione, obiettivo B, da parte delle imprese distributrici va ricordato come già ad oggi le bollette siano emesse con cadenza bimestrale e, laddove operi il sistema di telegestione, si basino 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.

In termini di equità, obiettivo C, 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.

L'Autorità nel primo documento per la consultazione richiede ai soggetti interessati quale in che tempi si ritenga possa essere istituita la periodicità bimestrale di conguaglio, implicitamente dando un segnale di preferenza per tale opzione.

5.3.3 Risultati della prima consultazione

Le posizioni degli operatori sulla riduzione al bimestre del periodo di conguaglio sono riconducibili fondamentalmente a tre: coloro che ne esprimono condivisione all'implementazione, riconoscendone la più precisa valorizzazione economica delle partite di conguaglio che ne deriverebbe, sin dall'inizio (essendo il conguaglio un'attività ex-post, anche i dati necessari sarebbero largamente disponibili in tempi utili), coloro che ne vedono l'opportunità di implementazione a partire dalle fase di regime, coloro che non ne riconoscono un beneficio sistemico apprezzabile e pertanto non vedono l'opportunità della modifica del sistema stabilito dalla deliberazione n. 118/03.

5.3.4 Proposte dell'Autorità a seguito della prima consultazione

Per una corretta applicazione di un qualunque meccanismo di profilazione convenzionale, i coefficienti di ripartizione per la fase ex-ante di attribuzione convenzionale e la determinazione delle partite fisiche ed economiche di conguaglio dovrebbero essere riferiti a periodi omologhi fra di loro, in modo tale da minimizzare gli scostamenti fra l'energia attribuita ai fini del dispacciamento a ciascun utente di dispacciamento in un dato periodo e l'energia effettivamente prelevata nel medesimo periodo dai punti di prelievo nella competenza del medesimo utente. L'Autorità nel secondo documento di consultazione assume pertanto come ipotesi di lavoro che i periodi per le attribuzioni ex-ante e le determinazioni ex-post siano con riferimento agli stessi periodi temporali omologhi.

Le osservazioni pervenute in esito alla consultazione, unitamente alle considerazioni svolte dall'Autorità in materia di flussi informativi fra imprese distributrici ed utenti del dispacciamento ed in materia di obblighi di rilevazione dei dati di misura, evidenziano come le opzioni 2 e 4 presentino elementi di criticità in quanto basate su una periodicità dispari che non si concilia con la cadenza bimestrale attuata dalle imprese distributrici

per la fatturazione dei servizi da esse erogati (trasporto, tutela ed, eventualmente, salvaguardia).

5.3.5 Valutazione dell'impatto delle opzioni

La valutazione delle altre opzioni in funzione degli obiettivi alla base dell'intervento, operata nell'ambito del primo documento, è tradotta in valori quantitativi nel secondo documento di consultazione come nella tabella seguente:

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

La soluzione che ottiene la valutazione complessiva più elevata è l'opzione 3, ovvero la periodicità bimestrale di conguaglio che viene, pertanto, identificata come l'opzione preferita per la definitiva implementazione. Nel secondo documento di consultazione, infatti, la descrizione del meccanismo di profilazione convenzionale per fasce è effettuata proprio ipotizzando una cadenza bimestrale per la determinazione dei coefficienti di ripartizione e per la determinazione delle partite fisiche ed economiche di conguaglio. I bimestri si intendono con primo mese dispari e secondo pari dei mesi di calendario (es. gennaio-febbraio, marzo-aprile e così via).

Ciononostante, nel secondo documento per la consultazione, l'Autorità esplicita di ritenere che un conguaglio su base mensile porterebbe ad una valorizzazione delle partite di conguaglio più aderente agli effettivi andamenti dei prezzi dell'energia lungo l'anno, visti gli andamenti significativamente diversi che in alcuni bimestri si riscontrano fra il mese dispari e il mese pari.

L'Autorità è orientata pertanto a prevedere una rivalutazione della periodicità della procedura di conguaglio una volta superate le prime fasi di implementazione del meccanismo di load profiling per fasce.

5.3.6 Risultati della seconda consultazione

Dalle risposte al secondo documento per la consultazione emerge generale consenso alla periodicità bimestrale di conguaglio e, per contro, numerose riserve sulla fattibilità e opportunità in ordine alla periodicità mensile a causa di un aggravio troppo esteso.

5.3.7 Decisioni finali dell'Autorità

L'Autorità assume, infine, la decisione per una cadenza bimestrale per la fase di conguaglio del metodologia di load profiling per fasce, con liquidazione su base annua delle partite economiche connesse.

Ulteriori analisi successive al secondo documento di consultazione conducono a stabilire, allo scopo di garantire un più puntuale segnale di prezzo in fase di conguaglio, che i bimestri inizino il primo giorno dei mesi con numerario pari e terminino l'ultimo giorno dei mesi con numerario dispari cosicché il prezzo bimestrale risulti dalla media di due prezzi medi mensili simili fra loro; difatti la più naturale associazione fra mesi dispari seguiti da mesi pari avrebbe accoppiato mesi anche con prezzi medi molto diversi fra loro riponendo conseguentemente un segnale di prezzo meno preciso.

6 PROVVEDIMENTO FINALE

Le decisioni finali assunte dall'Autorità, come illustrate nel capitolo 5, confluiscono nel Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in ordine alla determinazione convenzionale per fasce orarie dei profili di prelievo dell'energia elettrica corrispondenti ai clienti finali con prelievi non trattati su base oraria (TILP), approvato con la deliberazione 31 ottobre 2007, n. 278/07. Il provvedimento

- a) indica le caratteristiche dei punti di prelievo soggetti esclusivamente al trattamento su base oraria;
- b) disciplina le modalità per la determinazione convenzionale dell'energia elettrica prelevata in ciascuna ora dai punti di prelievo non trattati su base oraria, per la valorizzazione della medesima energia elettrica ai fini della regolazione economica del servizio di dispacciamento;
- c) definisce gli obblighi informativi a carico delle imprese distributrici e di Terna, relativi alla determinazione convenzionale di cui alla precedente lettera b).

Il TILP inizia a produrre effetti con riferimento alle partite di energia prelevata con decorrenza 1 aprile 2008. A partire da tale data la deliberazione n. 118/03 viene abrogata, pur continuando ad essere applicata per la valorizzazione economica dell'energia prelevata fino al 31 marzo 2008.

6.2 Trattamento su base oraria

Tutti i punti di prelievo in altissima, alta e media tensione, nonché tutti i punti di prelievo in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 55 kW, sono trattati esclusivamente su base oraria.

Come già detto nella presente relazione, per i punti di prelievo in altissima, alta e media tensione, l'applicazione del trattamento su base oraria rappresenta una conferma di quanto già previsto dalla deliberazione n. 118/03: per i punti di prelievo in altissima e alta tensione e per i punti di prelievo in media tensione appartenenti al mercato libero, il trattamento orario era, infatti, previsto sin dalla versione originaria della deliberazione n. 118/03; per i punti di prelievo in media tensione ricompresi nel servizio di salvaguardia il trattamento orario è stato introdotto con decorrenza 1 luglio 2007, a seguito dell'assimilazione del servizio di salvaguardia al mercato libero ai fini dell'erogazione del servizio di dispacciamento.

Per quanto attiene la bassa tensione, l'estensione del trattamento orario a tutti i punti di prelievo con potenza disponibile superiore a 55 kW generalizza le disposizioni già in essere nella deliberazione n. 118/03: se, a seguito della deliberazione n. 292/06, alcuni dei suddetti punti di prelievo (quelli appartenenti al mercato libero e dotati di misuratore orario) erano obbligatoriamente soggetti al trattamento orario, per i punti di prelievo ricompresi nel servizio di maggior tutela tale trattamento era invece definitivamente escluso. Questa situazione generava una disparità di trattamento fra punti di prelievo dotati delle medesime caratteristiche in termini di potenza disponibile; il TILP, coerentemente con quanto evidenziato nei documenti per la consultazione, impone il superamento di predetta disparità, definendo per il trattamento orario una soglia univoca di potenza disponibile indipendente dall'esercente il servizio di vendita.

Dal punto di vista tecnologico l'estensione del trattamento orario introdotta dal TILP è coerente con i requisiti funzionali dei misuratori installati presso i clienti finali: fino alla media tensione è obbligatoria la presenza di misuratori orari, mentre per la bassa tensione la deliberazione n. 292/06 impone l'installazione di misuratori elettronici che, fra le loro funzionalità, annoverano anche la possibilità di rilevare la curva oraria di prelievo. Dal momento che non tutti i punti di prelievo in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 55 kW saranno equipaggiati all'1 aprile 2008 di un misuratore elettronico messo in servizio (il piano previsto dall'Autorità nella deliberazione n. 292/06 prevede il completamento della messa in servizio entro il 30 giugno 2009), l'Autorità, fermo restando il trattamento orario per i soggetti già dotati di apposito misuratore, ha previsto che il trattamento orario decorra successivamente alla messa in servizio del misuratore elettronico, secondo opportune tempistiche.

6.3 Trattamento per fasce e trattamento monorario

Il trattamento per fasce è applicato a tutti i punti di prelievo in bassa tensione con potenza disponibile pari o inferiore a 55 kW, dotati di misuratore elettronico messo in servizio. In attesa del completamento del piano di installazione e messa in servizio dei misuratori elettronici, previsto entro il 30 giugno 2012 con riferimento al 95% dei punti di prelievo, ai punti di prelievo non dotati di apposito misuratore si applica il trattamento monorario; al riguardo sono definite le tempistiche di decorrenza del trattamento per fasce per i punti non ancora dotati di misuratore elettronico messo in servizio.

Il trattamento monorario si applica transitoriamente anche ai punti di prelievo in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 55 kW, fino all'avvenuta messa in servizio del misuratore elettronico e la conseguente attivazione del trattamento orario.

I punti di prelievo soggetti al trattamento monorario diminuiranno nel corso degli anni; il loro numero, tuttavia, non è destinato ad azzerarsi in quanto l'obbligo di installazione dei misuratori elettronici riguarda il 95% dei punti di prelievo e non la loro totalità.

6.4 Determinazione convenzionale dell'energia prelevata

In merito alla determinazione convenzionale per fasce dell'energia prelevata il TILP attua le proposte contenute nel secondo documento per la consultazione: rispetto alla deliberazione n. 118/03 rimane confermata la profilazione per area (e non per categoria), ma essa viene modificata per consentire il trasferimento ai clienti finali di un segnale di prezzo coerente con l'andamento effettivo dei prelievi, in ottemperanza con quanto previsto dalle disposizioni della direttiva europea.

A meno delle dinamiche di switching, l'obiettivo suddetto viene raggiunto attraverso la differenziazione dei coefficienti di ripartizione degli utenti del dispacciamento (CRPU nel TILP e CRP nella deliberazione n. 118/03) per bimestre e per fascia oraria per tenere conto della stagionalità dei prelievi e della loro distribuzione nell'arco della giornata. Tale differenziazione si riflette nella fase di conguaglio, laddove le partite fisiche (in energia) ed economiche (in euro) di ciascun utente del dispacciamento vengono calcolate separatamente per ciascun bimestre e ciascuna fascia oraria.

Le fasce orarie rilevanti ai fini del load profiling sono quelle definite con la deliberazione n. 181/06; per i bimestri, invece, in mancanza di una normativa ad hoc, si aggregano fra loro mesi caratterizzati da prezzi dell'energia tendenzialmente simili fra loro: visti i risultati medi riportati nella figura 1, si opta per identificare dei bimestri convenzionali (febbraio – marzo, aprile – maggio, ...) sfalsati rispetto all'anno solare e, conseguentemente, alla definizione dell'anno convenzionale come periodo di 12 mesi con inizio l'1 febbraio di ciascun anno solare e termine il 31 gennaio dell'anno solare successivo.

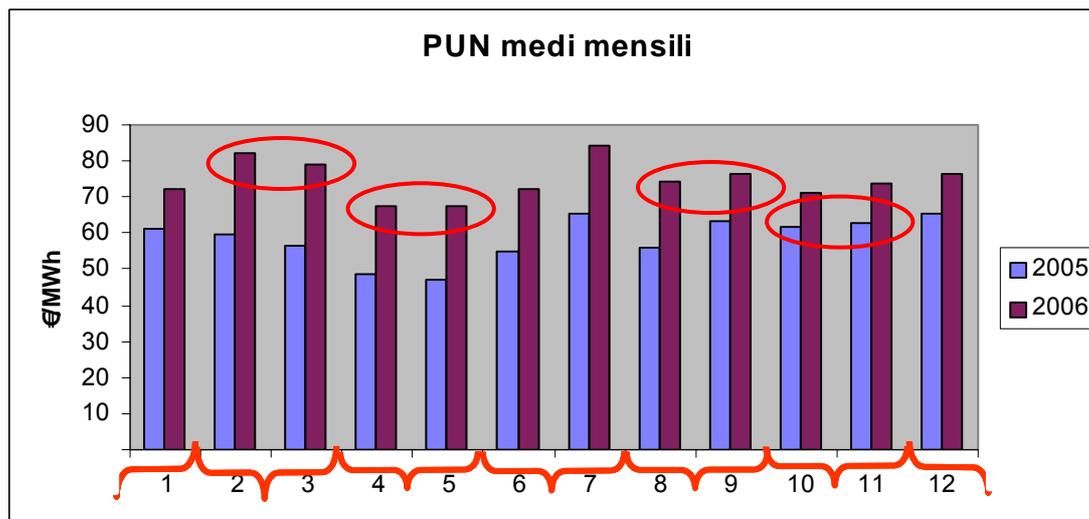


Figura 1 – PUN medi mensili

6.4.1 Area di riferimento e prelievo residuo di area

Le definizioni di area di riferimento e di prelievo residuo di area (PRA) non sono modificate rispetto alla versione introdotta con la deliberazione n. 118/03. In particolare il prelievo residuo di area non comprende l'energia prelevata relativa agli impianti di illuminazione pubblica per i quali si attende un apposito provvedimento che recepisca le proposte contenute nel primo documento per la consultazione. Di conseguenza permangono in vigore anche le definizioni di impresa distributrice di riferimento e impresa distributrice sottesa già utilizzate nella deliberazione n. 118/03.

6.4.2 Determinazione convenzionale ex ante

Dal punto di vista formale, l'attribuzione del prelievo residuo di area agli utenti del dispacciamento è analoga a quanto previsto dalla deliberazione n. 118/03: a ciascun utente del dispacciamento è attribuito in ciascuna ora un CRPU compreso fra 0 e 1 che, moltiplicato, per il prelievo residuo di area occorso nella medesima ora, fornisce l'energia prelevata attribuita convenzionalmente al medesimo utente del dispacciamento. Tale energia viene registrata nel conto di Sbilanciamento Effettivo di cui alla deliberazione n. 111/06 intestato a ciascun utente del dispacciamento al fine della valorizzazione dei corrispettivi di sbilanciamento e degli altri corrispettivi di dispacciamento secondo le tempistiche e le modalità previste dalla deliberazione n. 111/06.

Ai fini di tenere traccia delle dinamiche di switching (che avvengono con frequenza mensile) il CRPU di ciascun utente del dispacciamento è aggiornato entro il sest'ultimo giorno lavorativo di ciascun mese, aggregando i CRPP riferiti a ciascuno dei punti di prelievo che saranno inclusi nel contratto di dispacciamento del medesimo utente il mese successivo. I CRPP sono, a loro volta, differenziati per bimestre e per fascia oraria al fine di tenere conto della stagionalità dei prelievi e della loro ripartizione nell'arco

della giornata (per un totale di 18 CRPP, 3 fasce per 6 bimestri, per ciascun anno convenzionale); essi sono calcolati dalle imprese distributrici competenti per ambito territoriale entro l'1 maggio di ciascun anno solare sulla base dei consumi occorsi l'anno convenzionale precedente (per esempio i CRPP determinati all'1 maggio 2009 tengono conto dei consumi occorsi fra l'1 febbraio 2008 e il 31 gennaio 2008). Essi sono calcolati esplicitamente solamente per i punti di prelievo non trattati su base oraria non ricompresi nel servizio di maggior tutela: l'Acquirente Unico, responsabile dell'approvvigionamento dell'energia destinata ai clienti in maggior tutela, infatti, in linea con le previsioni della legge 125/2007, riveste un ruolo residuale (analogo a quello rivestito nell'ambito delle disposizioni di cui alla deliberazione n. 118/03) che prevede l'attribuzione di un CRPU pari alla differenza fra uno e la somma dei CRPU attribuiti agli altri utenti del dispacciamento operanti nella medesima area di riferimento.

Dal punto di vista analitico la determinazione dei CRPP è differenziata a seconda che il punto di prelievo cui si riferiscono sia trattato per fasce o trattato monorario.

Nel primo caso vale la formula

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

dove:

- i) $EP_{F_i}^f$ è l'energia prelevata dal singolo punto di prelievo nella fascia oraria F_i nel bimestre convenzionale omologo¹⁵ dell'anno convenzionale precedente;
- ii) $E_{F_i}^{f+m}$ è l'energia complessivamente prelevata nel bimestre convenzionale omologo dell'anno convenzionale precedente nella fascia oraria F_i da tutti i punti di prelievo non trattati su base oraria, determinata come somma dei prelievi residui di area occorsi nel bimestre convenzionale omologo dell'anno convenzionale precedente in ciascuna ora della fascia oraria F_i .

L'applicazione di questa formula è immediata: il prelievo residuo di area in ciascuna ora si ottiene aggregando e rielaborando i dati di misura provenienti dalle imprese distributrici; l'energia $EP_{F_i}^f$ prelevata in ciascuna fascia oraria e in ciascun bimestre dai punti di prelievo trattati per fasce è, invece, rilevata direttamente dai misuratori elettronici installati presso i punti di prelievo trattati per fasce¹⁶.

La formula prevista per i punti di prelievo trattati monorari dal punto di vista formale è analoga a quella prevista per i punti di prelievo trattati per fasce:

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

dove:

¹⁵ Due bimestri di due anni convenzionali differenti sono omologhi se iniziano con lo stesso mese

¹⁶ L'Autorità, con la deliberazione n. 289/07 impone alle imprese distributrici di programmare i misuratori elettronici al fine di ripartire i prelievi nelle tre fasce orarie e al fine di mettere a disposizione il dato di misura relativo all'ultimo giorno di ciascun bimestre convenzionale.

- i) $EP_{F_i}^m$ è l'energia prelevata dal singolo punto di prelievo nella fascia oraria F_i nel bimestre convenzionale omologo dell'anno convenzionale precedente;
- ii) $E_{F_i}^{f+m}$ è l'energia complessivamente prelevata nel bimestre convenzionale omologo dell'anno convenzionale precedente nella fascia oraria F_i da tutti i punti di prelievo non trattati su base oraria, determinata come somma dei prelievi residui di area occorsi nel bimestre convenzionale omologo dell'anno convenzionale precedente in ciascuna ora della fascia oraria F_i .

Questa formula non risulta, tuttavia, di immediata applicazione, in quanto l'energia $EP_{F_i}^m$ prelevata in ciascun bimestre e in ciascuna fascia oraria da ciascun punto di prelievo trattato monorario non viene rilevata dai misuratori installati presso tali punti¹⁷: per essi risulta disponibile solamente il dato di prelievo annuo non differenziato né per bimestre né per fascia oraria.

Per determinare il CRPP di tali punti, occorre, pertanto, ripartire il dato di prelievo annuo fra i vari bimestri e le varie fasce orarie in modo direttamente proporzionale all'energia $E_{F_i}^m$ complessivamente prelevata in ciascun bimestre e in ciascuna fascia oraria dai punti di prelievo trattati monorari¹⁸. Qualora risultino disponibili più dati di misura durante l'anno (dati mensili per i punti di prelievo con potenza disponibile superiore ai 37.5 kW, oppure dati riferiti allo switching), i dati di prelievo sono ripartiti esclusivamente all'interno delle fasce orarie e dei bimestri cui si riferiscono.

In caso di transito di un punto di prelievo dal servizio di maggior tutela al mercato libero, il CRPP viene calcolato dall'impresa distributrice competente per ambito territoriale contestualmente all'avvenuta transizione; tale CRPP inizia a produrre effetti contestualmente all'inserimento di tale punto di prelievo nel contratto di dispacciamento del nuovo UdD.

Un discorso simile vale anche per i punti di prelievo di nuova attivazione non ricompresi nel servizio di maggior tutela, per i quali il CRPP è determinato sulla base di dati stimati a partire dai prelievi di punti con caratteristiche simili.

I CRPP una volta determinati non vengono modificati fino all'aggiornamento previsto per il maggio successivo: anche se non rappresenta la realtà effettiva (in caso di nuova attivazione, per esempio, aumenta il PRA e i CRPP dei punti preesistenti dovrebbero diminuire), tale posizione è stata adottata al fine di semplificare gli adempimenti a carico delle imprese distributrici; gli errori indotti da questa approssimazione, generalmente di entità ridotta, sono corretti in sede di conguaglio.

¹⁷ I punti di prelievo trattati monorari sono equipaggiati con misuratori con un unico registro totalizzatore non teleleggibile da remoto; per essi la normativa prevede un tentativo di rilevazione annuale (salvo i punti di prelievo con potenza disponibile superiore a 37,5 kW per i quali è previsto un tentativo di rilevazione mensile),.

¹⁸ $E_{F_i}^m$ è pari alla differenza fra l'energia $E_{F_i}^{m+f}$ complessivamente prelevata dai punti di prelievo non trattati orari e l'energia $E_{F_i}^f$ complessivamente prelevata dai punti di prelievo trattati per fasce.

6.4.3 Conguaglio ex post

Il conguaglio ex-post è articolato secondo la medesima differenziazione in bimestri e fasce orarie prevista nella fase ex-ante per i CRPP: le partite fisiche ed economiche sono calcolate con riferimento a ciascun bimestre convenzionale e a ciascuna fascia oraria, addivenendo, così, ad una differente valorizzazione dell'energia prelevata nei diversi periodi temporali con conseguente trasferimento agli utenti del dispacciamento (e, successivamente, ai clienti finali) di un segnale di prezzo coerente con l'andamento effettivo dei prelievi.

Analogamente a quanto previsto nella deliberazione n. 118/03, il conguaglio è effettuato su base annuale, con determinazione delle partite economiche e fisiche relative all'anno precedente entro il 31 maggio di ciascun anno e successiva liquidazione entro il 15 giugno, e risulta a somma nulla (l'Acquirente Unico si vede attribuita una partita economica pari all'opposto della somma delle partite economiche attribuite agli altri UdD, rivestendo anche per la fase ex-post un ruolo residuale).

Dal punto di vista della profilazione convenzionale, il conguaglio dovrebbe riguardare l'anno convenzionale, ovvero il periodo compreso fra l'1 febbraio di ciascun anno solare e il 31 gennaio dell'anno successivo, in modo da comprendere 6 bimestri completi. Una siffatta soluzione, tuttavia, risulta incongruente con le esigenze degli utenti del dispacciamento chiamati a chiudere i propri bilanci contabili con riferimento all'anno solare: in particolare il conguaglio relativo all'anno convenzionale comporterebbe per gli utenti del dispacciamento partite economiche sfalsate rispetto all'anno solare le quali, ai fini di bilancio contabile, dovrebbero essere successivamente suddivise per competenza di ciascun anno solare. Per venire incontro alle esigenze degli utenti del dispacciamento l'Autorità mantiene il conguaglio con riferimento all'anno solare, introducendo per il bimestre dicembre – gennaio che interessa due anni solari differenti, la ripartizione delle partite fisiche sottese fra i due mesi proporzionalmente all'energia complessivamente prelevata dai clienti finali non trattati su base oraria in ciascun mese e in ciascuna fascia oraria, calcolata come somma dei prelievi residui di area occorsi in ciascuna ora del medesimo mese e della medesima fascia.

Dal punto di vista analitico le partite economiche a carico di ciascun utente del dispacciamento sono pari al prodotto fra le corrispondenti partite fisiche e il prezzo medio dell'energia prelevata. Per gennaio e dicembre le partite fisiche sono determinate a partire da quelle relative al bimestre convenzionale dicembre – gennaio, mentre il prezzo medio dell'energia prelevata è quello relativo al bimestre convenzionale.

Le partite fisiche sono pari, per ciascun utente del dispacciamento, alla differenza fra l'energia effettivamente prelevata nel bimestre e nella fascia considerati e l'energia attribuitagli nel medesimo periodo temporale nell'ambito della fase ex-ante. L'energia effettivamente prelevata dai punti di prelievo trattati per fasce è desunta direttamente dai dati di misura rilevati dai misuratori installati presso tali punti; l'energia effettivamente prelevata dai punti di prelievo trattati monorari viene, invece, determinata attraverso opportune rielaborazioni. Se nella fase ex-ante si adottava una ripartizione proporzionale all'energia $E_{F_i}^m$ complessivamente prelevata in ciascun bimestre e in ciascuna fascia oraria dai punti di prelievo trattati monorari, tale soluzione non è prevista nella fase di conguaglio in quanto fonte di potenziali distorsioni, tollerabili nella fase ex-ante in quanto essa è a titolo di acconto, ma da evitare nella fase di

conguaglio con la quale si chiude definitivamente il bilancio sotteso alla profilazione convenzionale. L'Autorità istituisce, pertanto, un meccanismo più affidabile che tenga conto di tutti i dati di misura disponibili (dati di prelievo annui, dati di prelievo rilevati in occasione dello switching) nonché dei dati bimestrali relativi all'energia $E_{F_i}^m$: in primo luogo l'energia prelevata da ciascun punto di prelievo trattato monorario è ripartita nei bimestri cui il dato di misura si riferisce; successivamente l'energia attribuita a ciascun bimestre è ripartita fra le fasce orarie in funzione dell'energia $E_{F_i}^m$, in modo analogo a quanto effettuato in sede di determinazione dei CRPP. Nell'impossibilità di addivenire ad una univoca procedura di ripartizione dell'energia nei vari bimestri, stante le numerose combinazioni delle variabili in input, il TILP, affida alle imprese distributrici di riferimento la predisposizione delle modalità di ripartizione nel rispetto dei criteri definiti dall'Autorità al comma 13.4.

Il prezzo medio dell'energia prelevata relativo a ciascun bimestre e a ciascuna fascia oraria è determinato come somma di:

- i) media pesata sul PRA del PUN¹⁹ occorso in ciascuna ora del periodo temporale considerato;
- ii) media pesata sul PRA dei corrispettivi di dispacciamento di cui agli articoli da 44 a 48 e all'articolo 73 della deliberazione n. 111/06.

Il prezzo medio dell'energia prelevata ai fini del conguaglio non include, pertanto, i corrispettivi di sbilanciamento la cui valorizzazione si intende conclusa con la fase ex-ante; comprende, invece, gli altri corrispettivi di dispacciamento per i quali la valorizzazione ottenuta con la fase ex-ante è da ritenersi a titolo di acconto.

6.4.4 Conguaglio compensativo

Il conguaglio compensativo si prefigge come scopo il contenimento degli effetti della distorsione fra mercato libero e servizio di maggior tutela che impedisce il trasferimento di un corretto segnale di prezzo ai clienti finali.

A tale scopo il TILP prevede l'introduzione di una ulteriore partita di conguaglio compensativa da applicarsi esclusivamente nelle aree in cui il trattamento per fasce non risulta ancora sufficientemente diffuso da rendere trascurabili gli effetti della distorsione fra mercato libero e servizio di maggior tutela.

In generale la distorsione viene mitigata allorché il trattamento monorario (che non è in generale in grado di trasferire alla clientela un corretto segnale di prezzo) risulta applicato principalmente a clienti aventi caratteristiche di consumo simili. In tale caso, infatti, il profilo assunto dall'energia $E_{F_i}^m$ può essere considerato rappresentativo dell'effettivo andamento dei prelievi di tali utenti che si vedono, di conseguenza, valorizzata correttamente l'energia prelevata. Al contrario qualora l'energia $E_{F_i}^m$ include prelievi riferibili a punti di prelievo con profili sensibilmente diversi (tipicamente

¹⁹ PUN (Prezzo Unico Nazionale) è il prezzo di acquisto dell'energia elettrica sul mercato del giorno prima.

domestici e non domestici), la valorizzazione ad essa conseguente rappresenta una media, risultando favorevole per alcuni clienti e sfavorevole per altri.

La distorsione viene mitigata anche qualora l'energia $E_{F_i}^m$ può essere riferita principalmente ai punti ricompresi nel servizio di maggior tutela: in tale condizione, infatti, per i clienti in maggior tutela il trasferimento del corretto segnale di prezzo è attuato in sede di determinazione delle condizioni economiche tramite l'applicazione di un profilo standard per la clientela domestica, mentre per i clienti del mercato libero e della salvaguardia tale trasferimento è assicurato dall'applicazione del load profiling per fasce.

Le due osservazioni sull'annullamento degli effetti della distorsione sono riflesse nelle condizioni di applicazione del conguaglio compensativo: esso viene applicato solamente qualora nessuna delle due condizioni seguenti risulta soddisfatta:

- a) almeno l'80% dell'energia prelevata l'anno precedente dai clienti del mercato libero o in salvaguardia sia trattata per fasce;
- b) o almeno l'80% dell'energia prelevata l'anno precedente dai clienti non domestici sia trattata per fasce.

La condizione a) implica, infatti, che l'energia $E_{F_i}^m$ risulti riferita principalmente alla maggior tutela; con la condizione b), invece, tale energia risulta riferita principalmente alla clientela domestica.

Qualora nessuna delle due condizioni risulti verificata, si procede all'applicazione della ulteriore partita di conguaglio compensativa finalizzata a vanificare i benefici e gli aggravii indotti dalla distorsione fra servizio di maggior tutela e mercato libero. In generale i meccanismi di valorizzazione dell'energia prelevata dai punti di prelievo trattati monorari comportano aggravii per i clienti domestici (caratterizzati usualmente da un profilo più favorevole in termini di costo dell'energia rispetto a quello assunto dall'energia $E_{F_i}^m$) e risparmi per i clienti non domestici (caratterizzati, invece, da un profilo più sbilanciato verso le ore diurne e, quindi, meno favorevole): la componente compensativa mitiga questa situazione, rimborsando i punti di prelievo domestici e addebitando un ulteriore corrispettivo ai punti di prelievo non domestici. La componente si applica esclusivamente all'energia prelevata dai punti di prelievo trattati monorari; per i punti di prelievo trattati per fasce, infatti, tale componente non è necessaria in quanto la profilazione convenzionale per fasce permette la valorizzazione dell'energia prelevata coerentemente con l'andamento effettivo dei prelievi.

6.5 Obblighi informativi

Per la corretta applicazione del meccanismo di profilazione convenzionale dell'energia prelevata è necessario che le imprese distributrici e Terna adempiano a degli obblighi informativi in merito ai dati di misura e alla loro aggregazione ai fini del conguaglio.

Si possono distinguere due tipologie di flussi informativi: a cadenza mensile (dedicati alla determinazione dei CRPU e del PRA) e a cadenza annuale (per i CRPP e il conguaglio).

La figura 2 riassume schematicamente i flussi informativi a cadenza mensile distinguendo fra quelli relativi ai CRPU (a sfondo verde) e al PRA (a sfondo rosso): ogni impresa distributrice è responsabile per i dati relativi ai punti di prelievo compresi nel proprio ambito territoriale; l'impresa distributrice di riferimento aggrega i dati provenienti dalle imprese sottese con i propri e trasmette i dati risultanti a Terna che li rende disponibili agli UdD.

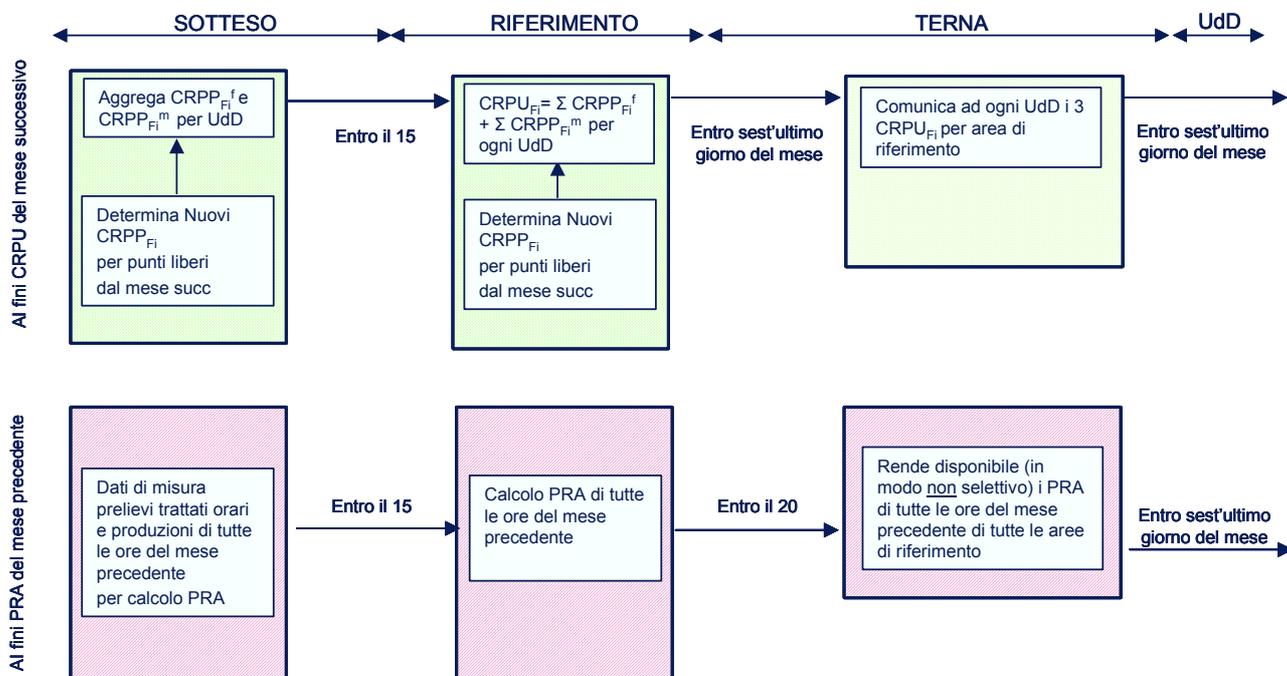


Figura 2 – Flussi informativi a cadenza mensile

Le figure da 3 e 4 riportano i flussi informativi con cadenza annuale, rispettivamente per il calcolo dei CRPP e per il conguaglio, mentre la figura 5 illustra i flussi a cadenza annuale sottesi al conguaglio compensativo.

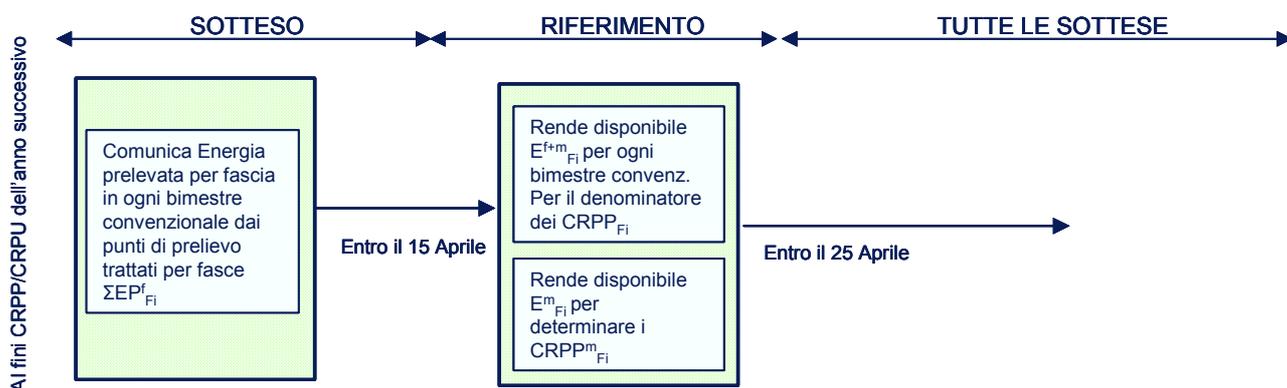


Figura 3 – Flussi informativi a cadenza annuale – calcolo dei CRPP

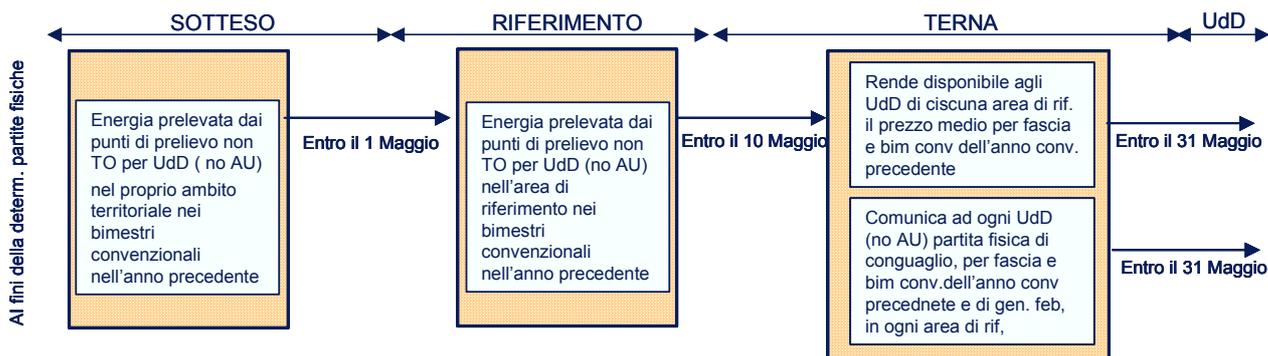


Figura 4 – Flussi informativi a cadenza annuale – conguaglio ex-post

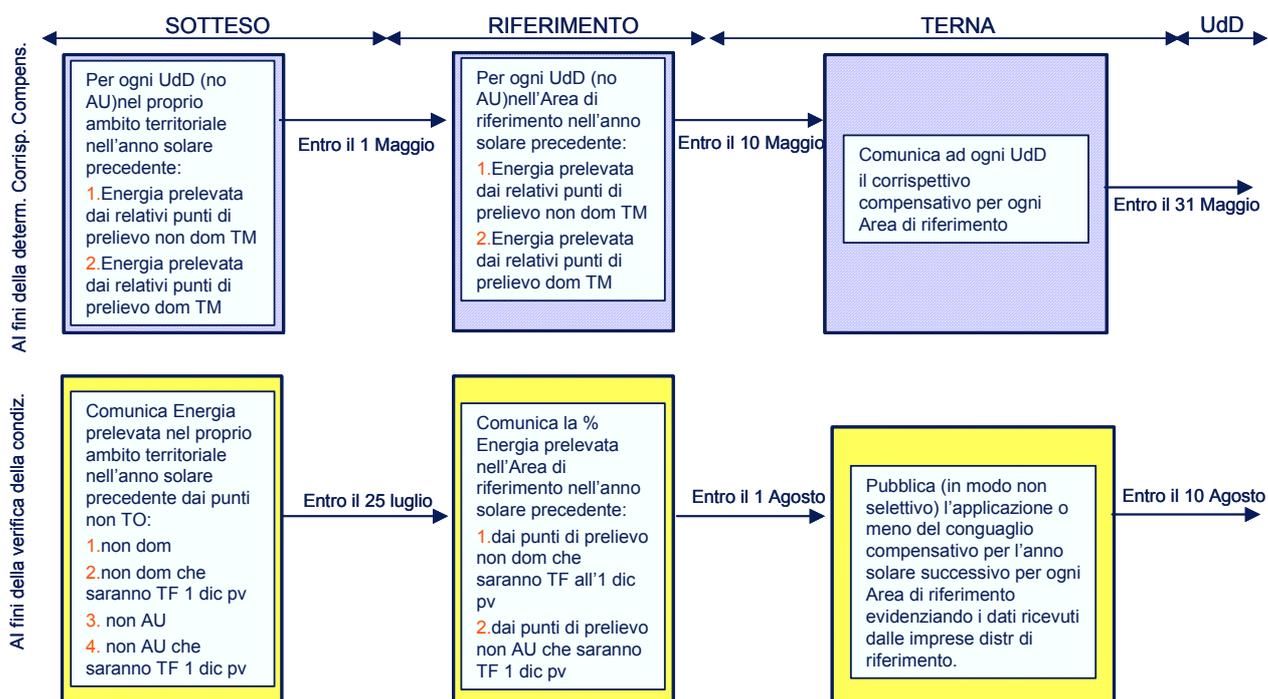


Figura 5 – Flussi informativi a cadenza annuale – conguaglio compensativo

I dati di misura comunicati dalle imprese distributrici sottese alle imprese distributrici di riferimento e dalla imprese distributrici di riferimento a Terna ai fini del conguaglio sono sempre relativi ai bimestri convenzionali; l'attribuzione delle partite relative a dicembre e gennaio compete, invece, a Terna sulla base del valore del PRA registrato nei due mesi.

Per il conguaglio compensativo il dato da comunicare è, invece, relativo all'energia prelevata complessivamente l'anno solare precedente.

Per permettere la chiusura del conguaglio in tempi certi, i dati sottesi ai processi informativi a cadenza annuale comunicati dalle imprese distributrici di riferimento a Terna acquisiscono carattere definitivo il 10 maggio dell'anno successivo a quello cui si riferiscono: dopo tale data non possono essere ulteriormente rettificati ai fini del conguaglio. Un discorso analogo vale anche per i dati a cadenza mensile relativi al PRA: dopo il 10 maggio dell'anno successivo tali dati non possono più essere ulteriormente rettificati ai fini del settlement mensile relativo a ciascun mese dell'anno

precedente. Il TILP demanda ad un successivo provvedimento la gestione delle partite economiche insorgenti da eventuali rettifiche tardive.

6.6 Altri aspetti rilevanti

6.6.1 Gestione delle perdite

Tutti i dati di immissione e prelievo rilevanti ai fini della profilazione convenzionale sono opportunamente maggiorati per tenere conto delle perdite standard sulle reti con obbligo di connessione di terzi.

Nella fase ex-ante ciò permette di attribuire correttamente le perdite standard a tutti i punti di prelievo trattati orari e a tutti i punti di prelievo trattati monorari non ricompresi nel servizio di maggior tutela; a questi ultimi, infatti, per effetto del ruolo residuale assegnato all'Acquirente Unico, è attribuito anche il cosiddetto delta perdite, ovvero la differenza fra le perdite effettive sulle reti di distribuzione (ricomprese nel PRA) e le perdite standard sulle medesime reti (ricomprese nei coefficienti di maggiorazione applicati a tutti i clienti finali).

La fase di conguaglio riflette la medesima assegnazione: l'Acquirente Unico in qualità di soggetto destinato all'approvvigionamento dell'energia per il servizio di maggior tutela, si trova ad approvvigionare all'ingrosso anche l'energia sottesa al delta perdite, tale onere viene successivamente ripartito fra gli esercenti il servizio di vendita operanti nell'area (coincidenti con le imprese distributrici se con meno di 100.000 clienti) nell'ambito dei meccanismi di pagamento del prezzo di cessione. Questa scelta è in linea con quanto previsto nella deliberazione n. 118/03; tuttavia, se il fine della deliberazione n. 118/03 era ripartire il delta perdite fra le imprese distributrici a titolo di valorizzazione delle performance della loro rete in materia di perdite di energia elettrica, allo stato attuale, per effetto delle disposizioni di separazione societaria fra servizio di distribuzione e servizio di vendita introdotte con la legge 125/2007, la ripartizione del delta perdite che riguardava prima i distributori, ora riguarda gli esercenti il servizio di vendita. La soluzione di tale situazione e la regolazione delle partite economiche relative al delta perdite fra esercenti la maggior tutela e imprese distributrici saranno oggetto di un successivo provvedimento predisposto dall'Autorità.

6.6.2 Assenza di punti di prelievo trattati per fasce

Nei primi due anni di applicazione del TILP, in alcune aree di riferimento potrebbero non essere presenti punti di prelievo trattati per fasce²⁰. Il TILP non contempla esplicitamente tale situazione che deve, pertanto, essere gestita con le medesime modalità di profilazione previste per le altre aree di riferimento nelle quali convivono, invece, punti di prelievo trattati per fasce e punti di prelievo trattati monorari. Tuttavia è

²⁰ La prima scadenza per la messa in servizio dei misuratori elettronici è il 30 giugno 2009, allorché almeno il 25% dei punti di prelievo dovrà essere equipaggiato con un misuratore elettronico regolarmente messo in servizio.

utile sottolineare come, in assenza di punti di prelievo trattati per fasce, ai fini della fase ex-ante, la profilazione convenzionale del TILP risulta, di fatto, analoga alla profilazione convenzionale della deliberazione n. 118/03: i CRPP risultano uguali fra loro e pari al rapporto fra l'energia prelevata dal singolo punto di prelievo l'anno convenzionale precedente e l'energia complessivamente prelevata l'anno solare precedente da tutti i punti di prelievo non trattati su base oraria, intesa come somma dei prelievi residui di area occorsi in ciascuna ora dell'anno considerato; di conseguenza i CRPU sono differenziati esclusivamente sulla base delle dinamiche di switching, ripetendo con ciò le modalità di profilazione ex-ante introdotte con la deliberazione n. 118/03. Ai fini del conguaglio, in assenza di switching, vale un discorso analogo: le partite economiche bimestrali introdotte dal TILP risultano complessivamente equivalenti a quella annuale prevista dalla deliberazione n. 118/03. In presenza di switching, invece, i prezzi bimestrali del TILP e il prezzo annuale della deliberazione n. 118/03 forniscono risultati differenti: in particolare i prezzi bimestrali riescono a valorizzare le dinamiche di switching più correttamente rispetto ad un unico prezzo annuale²¹.

6.6.3 *Transitorio per l'anno 2008*

L'applicazione delle nuove modalità di profilazione convenzionale dell'energia elettrica decorre con riferimento alle partite di energia prelevate con decorrenza 1 aprile 2008; per le partite prelevate sino al 31 marzo 2008 continuano a valere, invece, le disposizioni della deliberazione n. 118/03.

La situazione suddetta comporta la necessità per Terna di gestire per l'anno 2008 due diverse sessioni di conguaglio:

- a) entro il 31 marzo 2009²² saranno liquidate le partite economiche relative ai primi tre mesi del 2008, determinate sulla base delle disposizioni della deliberazione n. 118/03 (una partita economica per ciascun utente del dispacciamento, con prezzo medio dell'energia determinato sulla base dei dati occorsi nei primi tre mesi del 2008);
- b) entro il 15 giugno 2009 saranno liquidate le partite economiche relative al periodo aprile – dicembre 2009, determinate sulla base delle disposizioni del TILP (partite bimestrali suddivise per fascia oraria; in aggiunta partite relative al mese di dicembre).

²¹ L'ideale per la valorizzazione dell'energia in caso di switching consisterebbe nell'avere partite di conguaglio mensili, ovvero caratterizzate dallo stesso orizzonte temporale dello switching; il bimestre riesce, comunque, a fornire risultati accettabili, commettendo errori solamente con riferimento agli switching in corso di bimestre.

²² L'Autorità è intenzionata a modificare le tempistiche di conguaglio per l'anno 2008, allineando la liquidazione delle partite ex 118/03 con quelle del TILP. Ciò si rende necessario per poter ripartire l'energia prelevata dai punti di prelievo trattati monorari fra i periodi aventi profilazioni convenzionali differenti.

Per quanto attiene la fase ex-ante, per i punti di prelievo che saranno trattati per fasce dall'1 aprile 2008, la determinazione dei CRPP sulla base delle disposizioni del TILP non è attuabile in quanto non risultano disponibili i dati differenziati per fascia e per bimestre relativi all'anno 2007 per mancata programmazione dei misuratori elettronici (laddove presenti e messi in servizio) o per mancata installazione o messa in servizio degli stessi. Si adottano, pertanto, CRPP transitori, analoghi a quelli previsti dalla deliberazione n. 118/03, ovvero indifferenziati. Tali CRPP rimarranno in vigore sino all'aggiornamento previsto per il maggio 2009 che sarà, invece, attuato secondo le nuove regole.

31 Ottobre 2007

Il Direttore : Guido Bortoni