

**DCO 38/08**

**CRITERI DI DEFINIZIONE ED ATTRIBUZIONE DELLE PARTITE  
ECONOMICHE INERENTI AL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO INSORGENTI  
A SEGUITO DI EVENTUALI RETTIFICHE DEI DATI DI MISURA E  
INTERVENTI IN TEMA DI SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO -**

*Seconda consultazione– Orientamenti finali*

*Documento per la consultazione*

nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione 28 gennaio 2008, ARG/elt 5/08

*Mercato di incidenza: energia elettrica*

19 dicembre 2008

### Premessa

*Il presente documento per la consultazione, predisposto nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione ARG/elt 05/08, illustra gli orientamenti finali dell'Autorità sui criteri per la definizione e l'attribuzione delle partite economiche insorgenti da eventuali rettifiche dei dati di misura posteriormente ai termini stabiliti dalla deliberazione n. 111/06 per la fase di regolazione mensile del servizio di dispacciamento (settlement) e dalla deliberazione n. 278/07 (TILP) per la fase di conguaglio load profiling, definiti anche in considerazione delle osservazioni pervenute a seguito del documento per la consultazione DCO 28/08 del 6 agosto 2008.*

*Gli orientamenti finali presentati nel documento illustrano nel dettaglio la soluzione individuata dall'Autorità per addivenire ad una adeguata valorizzazione economica delle rettifiche, minimizzando, nel contempo, gli oneri amministrativi e contabili a carico di Terna e delle imprese distributrici, nonché contenendo l'impatto e le distorsioni a carico degli utenti del dispacciamento.*

*I soggetti interessati possono inviare osservazioni e proposte entro il 30 gennaio 2009. I soggetti che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, della documentazione inviata sono tenuti a indicare quali parti della propria documentazione sono da considerare riservate.*

*Osservazioni e proposte dovranno pervenire al seguente indirizzo tramite uno solo di questi mezzi: e-mail con allegato il documento contenente le osservazioni (preferibile), fax o posta a:*

**Autorità per l'energia elettrica e il gas**  
**Direzione Mercati**  
*Unità Dispacciamento, Trasporto/Trasmissione e Stoccaggio*  
**Piazza Cavour 5 – 20121 Milano**  
**tel. 02.655.65.336/284/290**  
**fax 02.655.65.265**  
e-mail: [mercati@autorita.energia.it](mailto:mercati@autorita.energia.it)  
sito internet: [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it)

## Indice

Indice.....	3
<u>1. Sommario .....</u>	<u>4</u>
<u>2. Sintesi delle motivazioni alla base degli interventi e delle osservazioni degli operatori alla I consultazione.....</u>	<u>5</u>
Contesto normativo di riferimento e motivazioni alla base degli interventi .....	5
Esito della prima consultazione .....	6
Sintesi degli obiettivi alla base dell'intervento .....	9
<u>3. Calcolo dello sbilanciamento aggregato zonale .....</u>	<u>10</u>
<u>4. Opzione preferita: schemi di sintesi delle attività .....</u>	<u>13</u>
Introduzione .....	13
Le rettifiche di <i>settlement</i> .....	13
Le rettifiche tardive .....	14
Rettifiche tardive e partite di perequazione .....	15
<u>5. Opzione preferita: la gestione delle rettifiche di <i>settlement</i>.....</u>	<u>16</u>
Numero di sessioni e relativa tempistica di invio a Terna delle rettifiche .....	16
Sessione SEM1: la determinazione delle partite economiche.....	17
Sessione SEM1: la liquidazione delle partite economiche .....	21
Sessione SEM2: la determinazione delle partite economiche.....	22
Sessione SEM2 : la liquidazione delle partite economiche .....	24
<u>6. Opzione preferita: la gestione delle rettifiche tardive .....</u>	<u>25</u>
Numero di sessioni e tempistica di invio a Terna delle rettifiche .....	25
La determinazione delle partite economiche.....	25
La liquidazione delle partite economiche .....	27
<u>7. Opzione preferita: la gestione delle partite di perequazione .....</u>	<u>27</u>
La perequazione: elementi di contesto.....	28
Partite di perequazione e rettifiche di <i>settlement</i> .....	29
Partite di perequazione e rettifiche tardive.....	31
<u>8. Le rettifiche alle immissioni.....</u>	<u>31</u>
Introduzione .....	31
Le rettifiche di <i>settlement</i> per le immissioni .....	32
Le rettifiche tardive per le immissioni .....	33
<u>9. Trasparenza delle informazioni e flussi informativi .....</u>	<u>33</u>
Le rettifiche di <i>settlement</i> .....	33
Le rettifiche tardive .....	35
Coerenza dei flussi informativi: dati orari .....	36
Coerenza dei flussi informativi: dati non orari .....	37
<u>10. La gestione delle rettifiche relative all'anno 2008.....</u>	<u>39</u>

## 1. Sommario

Con deliberazione 28 gennaio 2008 n. ARG/elt 05/08 (di seguito: deliberazione n. 5/08), l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti aventi ad oggetto la predisposizione di criteri per la definizione e l'attribuzione delle partite economiche insorgenti da eventuali rettifiche tardive dei dati di misura posteriormente ai termini stabiliti dalla deliberazione n. 278/07 (di seguito: TILP) per la fase di conguaglio *load profiling*. Il procedimento suddetto è stato altresì inserito tra quelli soggetti all'Analisi dell'Impatto della Regolazione (di seguito: AIR) per l'anno 2008 ed è limitato alle sole partite economiche a carico degli utenti del dispacciamento in prelievo.

Il TILP ha infatti normato il regime della procedura del conguaglio *load profiling*, ma ha rimandato a successivo provvedimento i criteri per il trattamento delle eventuali rettifiche dei dati di misura dell'energia effettivamente prelevata dai punti non trattati orari del mercato libero posteriormente al termine ultimo in cui i dati assumono carattere definitivo ai fini del conguaglio *load profiling*.

A seguito dell'attività condotta dalla Direzione Mercati nell'ambito dell'istruttoria conoscitiva avviata con deliberazione n. 177/07, in merito alle gravi anomalie verificatesi nella attribuzione delle partite di energia elettrica immessa e prelevata nel corso del primo trimestre 2007, si è evidenziato come il fenomeno delle rettifiche dei dati di misura da parte delle imprese distributrici incida tanto sulle partite economiche di conguaglio del *load profiling* quanto sulla valorizzazione mensile del servizio di dispacciamento.

Conformemente alle indicazioni AIR, in data 6 agosto 2008 è stato emanato il documento per la consultazione DCO 28/08 (di seguito: primo documento per la consultazione) nel quale l'Autorità:

- a) ha analizzato gli utenti del dispacciamento direttamente e indirettamente impattati dalle rettifiche ai diversi dati di misura;
- b) ha delineato gli obiettivi generali e specifici da raggiungere con l'intervento regolatorio in esame;
- c) ha classificato le rettifiche sulla base delle tempistiche con le quali vengono comunicate dalle imprese distributrici, individuando le rettifiche di *settlement*, pervenute con tempi tali da essere tenute in considerazione ai fini del conguaglio *load profiling*, e le rettifiche tardive, pervenute successivamente alla fase di conguaglio del *load profiling*;
- d) ha illustrato le diverse opzioni di gestione delle rettifiche di *settlement* e tardive, utilizzando come opzione 0 la completa applicazione delle disposizioni della deliberazione n. 111/06 e del TILP anche ai dati rettificati;
- e) ha proposto alcuni orientamenti in materia di revisione dei corrispettivi di aggregazione, finalizzati ad una modulazione di tali corrispettivi in funzione della correttezza del dato e della tempistica con cui esso viene comunicato dalle imprese distributrici;
- f) ha proposto la revisione delle modalità di determinazione del segno dello sbilanciamento aggregato zonale al fine di renderlo indipendente dalle rettifiche dei dati di misura e disponibile agli operatori anticipatamente rispetto alle tempistiche del *settlement* mensile;
- g) ha illustrato i criteri per la gestione delle errate attribuzioni dei coefficienti di ripartizione ad utenti di dispacciamento privi di punti di prelievo non trattati su base oraria, nonché delle energie convenzionali orarie ad utenti di dispacciamento privi di punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica in bassa tensione soggetti alla profilazione di cui alla deliberazione ARG/elt 29/08.

Le osservazioni pervenute in esito al primo documento per la consultazione hanno evidenziato un generale apprezzamento per l'intervento che l'Autorità ha proposto sulla gestione delle rettifiche dei dati di misura, la cui regolazione è considerata necessaria ed improrogabile; sono tuttavia emerse alcune considerazioni sui criteri di determinazione delle partite economiche insorgenti dalle

rettifiche, nonché sulla periodicità di liquidazione delle partite medesime, che hanno indotto l’Autorità ad ulteriori approfondimenti ed analisi in materia.

Il presente documento illustra gli orientamenti finali dell’Autorità sulla gestione delle rettifiche e, più precisamente, in accordo con le linee guida dell’AIR si propone di:

- a) dettagliare l’opzione preferita, evidenziandone gli impatti sulle partite economiche relative tanto al servizio di dispacciamento quanto alla perequazione;
- b) motivare l’opzione preferita in riferimento agli obiettivi alla base dell’intervento;
- c) presentare le modalità di liquidazione delle partite economiche insorgenti dalle rettifiche di *settlement* e tardive;
- d) delineare i nuovi obblighi informativi funzionali all’applicazione dell’intervento regolatorio in esame;
- e) illustrare le nuove modalità di determinazione del segno dello sbilanciamento aggregato zonale.

Sulla base delle osservazioni degli operatori che perverranno in esito alla presente consultazione sarà predisposto il provvedimento finale che si presume possa essere emanato entro tre mesi dalla pubblicazione del presente documento.

Il documento è organizzato come segue. Nel secondo capitolo sono riassunti il quadro normativo e l’inquadramento dell’intervento regolatorio ai fini dell’AIR, riportando in forma sintetica le principali osservazioni pervenute in esito al primo documento. Il terzo capitolo è dedicato alla modalità di determinazione del segno di sbilanciamento zonale. Il capitolo 4 fornisce una visione di insieme dell’opzione preferita dall’Autorità, maggiormente dettagliata e motivata nei capitoli 5, 6 e 7. Nel capitolo 8 sono presentati gli orientamenti in materia di trattamento delle rettifiche per i dati di misura relativi alle immissioni, mentre nel capitolo 9 sono evidenziati i flussi informativi sottesi all’applicazione dell’intervento regolatorio in esame e al controllo di coerenza sui flussi informativi per l’utente del trasporto e l’utente del dispacciamento. Nel capitolo 10, infine, si illustra una proposta di transitorio per le rettifiche inerenti all’energia prelevata nell’anno 2008.

## **2. Sintesi delle motivazioni alla base degli interventi e delle osservazioni degli operatori al primo documento per la consultazione**

### **Contesto normativo di riferimento e motivazioni alla base degli interventi**

- 2.1. La deliberazione n. 111/06 disciplina le “condizioni per l’erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell’energia elettrica sul territorio nazionale e per l’approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico”, ivi inclusa l’aggregazione delle misure che, ai sensi del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99, costituisce parte integrante del servizio di dispacciamento. La deliberazione n. 111/06 prevede la regolazione del servizio di dispacciamento (*settlement*) ogni mese successivo al mese di competenza<sup>1</sup>.
- 2.2. Il TILP, recante l’innovata disciplina della profilazione convenzionale dell’energia elettrica prelevata per i punti di prelievo non trattati su base oraria, prevede una fase di conguaglio, a liquidazione annuale, con la determinazione dell’energia effettivamente prelevata da tali punti e la regolazione delle differenze intervenute in ciascun periodo di conguaglio con un prezzo medio che tiene conto, oltre al prezzo di acquisto medio su MGP, anche degli oneri di dispacciamento.

---

<sup>1</sup>Le disposizioni transitorie, anche per l’anno 2008, posticipano tali scadenze al 15 del secondo mese successivo a quello di competenza.

- 2.3. La deliberazione 17 marzo 2008, ARG/elt 29/08, recante la “Determinazione convenzionale dei profili di prelievo dell’energia elettrica corrispondenti ad utenze di illuminazione pubblica non trattate su base oraria”, contempla la revisione dell’applicazione del profilo convenzionale di categoria per gli impianti di illuminazione pubblica, risolvendo le difficoltà strutturali della soluzione precedente ed estendendo il trattamento orario a tutti i punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica connessi in media tensione, in analogia con quanto previsto dal TILP per tutti gli altri punti di prelievo connessi in media tensione.
- 2.4. Tutti i testi regolatori succitati non prevedono esplicitamente la gestione delle rettifiche dei dati di misura che costituiscono gli elementi fondamentali per la costruzione numerica di tutte le partite fisiche ed economiche in oggetto. Solamente il TILP fissa al 10 maggio dell’anno successivo a quello di competenza il termine ultimo dopo il quale i dati di misura comunicati ai fini della determinazione delle partite di conguaglio acquisiscono carattere definitivo, rinviando ad apposito provvedimento la definizione di criteri per la gestione delle rettifiche pervenute successivamente al 10 maggio.
- 2.5. In esito all’attività condotta nell’ambito dell’istruttoria conoscitiva avviata con la deliberazione n. 177/07, è emerso un quadro di errori di misura e successive correzioni di proporzioni inattese che ha creato un clima di incertezza a carico degli operatori in materia di determinazione dell’ammontare dei conguagli relativi alle partite economiche nell’ambito del servizio di dispacciamento.
- 2.6. Per sanare la situazione ed addivenire ad un quadro regolatorio certo per gli utenti del dispacciamento, l’Autorità ha assunto dei provvedimenti di carattere urgente contenenti i criteri per la determinazione delle partite economiche di conguaglio a carico degli utenti del dispacciamento con riferimento all’energia prelevata negli anni 2005 (deliberazione 21 maggio 2008 ARG/elt 65/08) e 2006 (deliberazione 4 agosto 2008 ARG/elt 110/08 per l’anno 2006), rinviando a successivi provvedimenti l’adozione di analoghe misure per gli anni 2004 e 2007.
- 2.7. Nel contempo, pur non ritenendo tollerabili in un sistema liberalizzato correttamente funzionante le proporzioni assunte dalle rettifiche nei primi anni di funzionamento del dispacciamento di merito economico, l’Autorità ha ritenuto opportuno avviare con la deliberazione ARG/elt 05/08 un procedimento per stabilire una regolamentazione univoca e trasparente per il trattamento delle situazioni in esito ad eventuali errori dei dati di misura che dovessero manifestarsi posteriormente alla scadenze utili per la determinazione delle partite economiche del servizio di dispacciamento.
- 2.8. Come già detto in data 6 agosto 2008 è stato emanato un primo documento per la consultazione contenente l’analisi degli impatti diretti ed indiretti conseguenti le rettifiche dei dati di misura e la descrizione delle differenti opzioni individuate dall’Autorità per la determinazione delle partite economiche insorgenti dalle rettifiche.

### **Esito del primo documento per la consultazione**

- 2.9. Il primo documento per la consultazione ha invitato gli operatori ad esprimere la propria posizione in materia di modalità per la determinazione, e la conseguente liquidazione, delle partite economiche insorgenti da rettifiche dei dati di misura.

- 2.10. Per le rettifiche di *settlement* (identificate come quelle rettifiche pervenute in tempo utile per essere tenute in considerazione in sede di conguaglio annuale load profiling) sono stati posti in consultazione:
- a) il numero delle sessioni di liquidazione delle partite economiche in esito alle rettifiche;
  - b) il termine entro il quale le rettifiche comunicate dalle imprese distributrici siano da considerare rettifiche di *settlement* e, conseguentemente, da utilizzare ai fini del conguaglio load profiling;
  - c) le diverse opzioni in merito alla determinazione delle partite economiche conseguenti alle rettifiche, articolate sulla base dei diversi corrispettivi unitari di dispacciamento soggetti a rideterminazione e delle diverse modalità di gestione del prelievo residuo di area (di seguito: PRA);
  - d) le modalità di gestione delle rettifiche relative ai coefficienti di ripartizione del prelievo degli utenti del dispacciamento (di seguito: CRPU), attribuiti agli utenti di dispacciamento (di seguito: UdD) al fine dell'attribuzione della quota del PRA di loro competenza.
- 2.11. Per le rettifiche tardive (pervenute successivamente al conguaglio load profiling), l'Autorità ha proposto:
- a) per i dati orari l'applicazione delle medesime modalità di determinazione delle partite economiche applicate alle rettifiche di *settlement*;
  - b) per i dati non orari la liquidazione sulla base del prezzo di conguaglio determinato in esito al conguaglio load profiling relativo all'anno di competenza della rettifica;
  - c) la liquidazione delle partite economiche in sessioni annuali o semestrali;
  - d) l'applicazione di sconti per le partite a debito e maggiorazioni per le partite a credito variabili in funzione del ritardo con cui sono state rese note le rettifiche, da applicare automaticamente alle partite economiche conseguenti alle rettifiche tardive pervenute successivamente al 20 agosto dell'anno successivo a quello di competenza;
- 2.12. In aggiunta l'Autorità ha ritenuto opportuno porre in consultazione alcuni argomenti correlati alle tematiche suddette e, precisamente:
- a) alcuni orientamenti per la revisione del trattamento economico dell'aggregazione delle misure per i soggetti avvalsi da Terna;
  - b) un nuovo algoritmo per la determinazione del segno dello sbilanciamento aggregato zonale.
- 2.13. In risposta al primo documento per la consultazione, l'Autorità ha ricevuto, entro i termini stabiliti, osservazioni generali e commenti specifici da parte di Terna e di alcune imprese distributrici, nonché da parte della maggioranza dei principali operatori della vendita e degli utenti del dispacciamento e di alcune associazioni, di consumatori e di imprese elettriche.
- 2.14. Le osservazioni generali si sono concentrate principalmente nella constatazione della necessità di addvenire ad una regolazione delle modalità di determinazione delle partite economiche per gli utenti del dispacciamento in prelievo, conseguenti le rettifiche dei dati di misura, nell'apprezzamento dell'analisi proposta dall'Autorità sull'impatto dei differenti dati di misura sulle partite di dispacciamento e nella condivisione degli obiettivi alla base dell'intervento. Diversi operatori della vendita hanno altresì manifestato la necessità di monitorare la coerenza fra i dati comunicati dalle imprese distributrici nell'ambito del servizio di dispacciamento e i dati utilizzati dalle medesime ai fini della fatturazione del servizio di trasporto, nonché di prevedere meccanismi atti a responsabilizzare le imprese distributrici nella loro attività di rilevazione, raccolta, registrazione ed aggregazione delle misure. Infine è pervenuta all'Autorità anche la richiesta di prevedere un analogo intervento in materia di immissioni.

2.15. I commenti specifici hanno riguardato, invece, sia gli aspetti relativi alle rettifiche di *settlement* e alle rettifiche tardive, sia le tematiche correlate di cui al punto 2.12.

#### Segno dello sbilanciamento aggregato zonale

La maggioranza degli operatori si è dichiarata favorevole al meccanismo proposto dall’Autorità; un solo operatore si è dichiarato contrario a questa soluzione, mentre Terna ha segnalato la possibilità di comportamenti opportunistici da parte degli UdD, legata proprio alla differenziazione dei corrispettivi di sbilanciamento sulla base del segno dello sbilanciamento aggregato zonale. Qualche operatore ha segnalato altresì come il calcolo dello sbilanciamento aggregato zonale basato sulle sole azioni di Terna sul mercato per il servizio di dispacciamento (di seguito: MSD) possa comportare delle distorsioni sul segno di tale sbilanciamento in presenza di azioni attivate da Terna medesima in una macrozona per compensare sbilanciamenti occorsi in altre macrozone. La maggioranza degli operatori, infine, ha richiesto la pubblicazione del segno dello sbilanciamento aggregato zonale in tempi rapidi rispetto alla chiusura del mercato per il servizio di dispacciamento.

#### Rettifiche di *settlement*

##### *Numero di sessioni e invio a Terna delle rettifiche*

A fronte di una generale condivisione del termine ultimo del 20 marzo per l’invio delle rettifiche di *settlement*, la scelta di una unica liquidazione annuale delle partite economiche è stata accolta positivamente solamente da alcuni operatori, mentre altri hanno manifestato la propria preferenza per sessioni di liquidazione su base semestrale o trimestrale al fine di contenere il clima di incertezza che la presenza delle rettifiche ingenera; infine un operatore ha suggerito l’attuazione di sessioni bimestrali da attivare da parte di Terna a fronte del riscontro di anomalie nei dati alla base del processo di *settlement* mensile.

##### *Rideterminazione energia prelevata oraria e sbilanciamenti effettivi*

Nessuna osservazione specifica è pervenuta sull’argomento.

##### *Rideterminazione corrispettivi di dispacciamento*

La preferenza generale si è orientata sull’opzione che non prevede la rideterminazione dei corrispettivi di dispacciamento.

##### *Riattribuzione rettifiche di PRA*

La preferenza generale si è concentrata sull’opzione che prevede la non riattribuzione delle rettifiche di PRA nel *settlement* mensile; un solo operatore ha manifestato qualche perplessità al riguardo, preferendo l’adozione di una soluzione ibrida che preveda la riattribuzione del PRA nel *settlement* mensile in presenza di rettifiche di energia superiori ad una certa soglia.

##### *Prezzo di conguaglio load profiling*

La preferenza generale si è preferita sull’opzione che prevede la determinazione del prezzo di conguaglio load profiling sulla base del PRA originario<sup>2</sup>; un solo operatore ha evidenziato alcune perplessità, preferendo l’utilizzo del PRA rettificato<sup>3</sup>.

##### *Liquidazione delle partite di conguaglio*

Gli operatori si sono dimostrati, in generale, favorevoli alla possibilità per un singolo UdD di richiedere la liquidazione anticipata delle partite economiche a seguito di rettifiche particolarmente rilevanti; Terna, al riguardo, chiede l’applicazione di un concetto di

---

<sup>2</sup> Con PRA originario si intende il PRA determinato nella fase di *settlement* mensile.

<sup>3</sup> Il PRA rettificato è il PRA corretto per tenere conto delle rettifiche di *settlement*.



reciprocità che preveda per la medesima società di richiedere il pagamento anticipato delle partite economiche insorgenti da rettifica dei dati di misura, qualora tali rettifiche superino il 30% dell'energia in acconto o comportino una partita economica superiore a 1 M€

#### *CRPU e energie orarie convenzionali*

I criteri di gestione delle errate attribuzioni dei CRPU e delle energie orarie convenzionali agli UdD privi rispettivamente di punti di prelievo non trattati su base oraria e di punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica in bassa tensione illustrati hanno avuto un riscontro positivo.

#### Rettifiche tardive

È stato espresso un generale apprezzamento per la scelta dell'Autorità di applicare le medesime modalità previste per le rettifiche di settlement; la maggioranza degli operatori della vendita ha accolto favorevolmente la liquidazione su base annuale (tranne alcuni che preferivano una liquidazione semestrale) con applicazione automatica di sconti per le partite a debito e indennizzi per le partite a credito a favore degli UdD; alcuni operatori hanno, tuttavia, evidenziato la necessità di addebitare, almeno parzialmente, le partite economiche insorgenti dalle rettifiche tardive ai soggetti che non hanno rispettato le tempistiche normative in merito alla comunicazione dei dati di misura e dei loro aggregati.

#### Revisione del trattamento economico sotteso al servizio di aggregazione

Gli operatori della vendita, pur concordando nella necessità di addivenire ad un corrispettivo ridotto in funzione della qualità del dato fornito, sia in termini di correttezza del dato medesimo sia in termini di tempistica di fornitura dello stesso, hanno evidenziato come il corrispettivo di aggregazione, essendo di valore esiguo rispetto alle partite di dispacciamento, non rappresenti un corretto incentivo per le imprese distributrici ad adempiere correttamente alle attività inerenti l'aggregazione dei dati di misura; le imprese distributrici, invece, pur accettando in linea di principio la riduzione del corrispettivo in funzione della qualità del dato fornito, hanno espresso la necessità di prevedere delle maggiorazioni al corrispettivo medesimo in caso di prestazioni superiori a quanto richiesto dalla normativa.

- 2.16. In esito alle osservazioni pervenute, si è ritenuto opportuno rinviare ad un successivo documento la pubblicazione degli orientamenti sulla revisione dei corrispettivi di aggregazione al fine di poter effettuare una ulteriore attività ricognitiva in materia.
- 2.17. Analogamente sono state espunte dal presente documento le modalità per la gestione delle errate attribuzioni di CRPU ed energia convenzionale oraria, per le quali si ritengono sufficienti le informazioni sino ad ora acquisite.

### **Sintesi degli obiettivi alla base dell'intervento**

- 2.18. Ai sensi della propria legge istitutiva, l'Autorità promuove, fra l'altro, l'efficienza nei servizi di pubblica utilità del settore dell'energia elettrica, tenuto conto della normativa comunitaria e degli indirizzi di politica generale formulati dal Governo.
- 2.19. In tale ottica si colloca l'intervento regolatorio oggetto del presente provvedimento, volto all'adozione di criteri, trasparenti e non discriminatori per la determinazione delle partite economiche insorgenti da rettifiche dei dati di misura, nel rispetto delle esigenze di certezza e stabilità da parte degli operatori.

2.20. Nello specifico del presente intervento la promozione dell'efficienza dei servizi di pubblica utilità trova applicazione nello stabilire criteri per la corretta determinazione dell'energia prelevata e nel minimizzare l'impatto economico ed amministrativo sugli UdD e su Terna e sulle imprese distributrici, conseguente alla gestione delle rettifiche.

2.21. Nel primo documento erano, pertanto, stati individuati i seguenti obiettivi specifici.

OBIETTIVO A: CORRETTA CONTABILIZZAZIONE E VALORIZZAZIONE ECONOMICA DELL'ENERGIA PRELEVATA DA CIASCUN UTENTE DEL DISPACCIAMENTO

2.22. Il servizio di dispacciamento di merito economico, nel disegno del sistema elettrico italiano, riveste una importanza primaria ed è alla base di tutto il funzionamento del settore; conseguentemente il buon esito dell'attività di *settlement*, che ne costituisce la regolazione economica, risulta essere un tassello imprescindibile per lo sviluppo ordinato del mercato. Una corretta valorizzazione economica del servizio di dispacciamento dipende da un lato dalla corretta determinazione dell'energia prelevata dal sistema e dai singoli utenti e dall'altro da una valorizzazione degli sbilanciamenti e dalla determinazione del prezzo di conguaglio *load profiling* trasparenti e non discriminatorie. Le modalità di gestione delle rettifiche dei dati di misura, di qualsiasi natura essi siano, devono assicurare entrambi i suddetti requisiti.

OBIETTIVO B: CONTENIMENTO DELL'IMPATTO ECONOMICO ED AMMINISTRATIVO PER GLI UTENTI DEL DISPACCIAMENTO

2.23. Le rettifiche dei dati di misura possono dare luogo a partite economiche a carico non solo degli utenti del dispacciamento direttamente impattati<sup>4</sup>, ma anche a carico di altri utenti del dispacciamento per il tramite delle modifiche del PRA e dei corrispettivi di sbilanciamento effettivo. Le modalità di gestione delle rettifiche devono contenere tale effetto, al fine di mitigare il clima di incertezza che la possibilità di eventuali rettifiche ingenera negli UdD. In quest'ottica le suddette modalità di gestione non devono nemmeno ingenerare effetti distorsivi e ingiustamente penalizzanti a carico degli UdD.

OBIETTIVO C: SEMPLIFICAZIONE CONTABILE ED AMMINISTRATIVA

2.24. Le modalità di gestione delle rettifiche di *settlement* e tardive non devono comportare un'ingiustificata complessità a carico di Terna, responsabile della determinazione dei conguagli e all'emissione delle relative fatture, nonché a carico delle imprese distributrici in qualità di soggetti di cui Terna si avvale per l'attività di aggregazione delle misure: in particolare le tempistiche e le procedure adottate non devono ostacolare il regolare espletamento del servizio di aggregazione, del *settlement* mensile e del conguaglio *load profiling* secondo i tempi stabiliti dalla normativa vigente.

### 3. Calcolo dello sbilanciamento aggregato zonale

3.1. Nel primo documento per la consultazione l'Autorità ha presentato una nuova metodologia di calcolo dello sbilanciamento aggregato zonale, basata sulle azioni operate da Terna su MSD, che potrebbe essere introdotta sin dal 2009: scopo dell'intervento è determinare il segno di

---

<sup>4</sup> Per l'individuazione degli utenti direttamente impattati si rimanda all'analisi compiuta nel primo documento per la consultazione .

detto sbilanciamento, e conseguentemente i corrispettivi unitari di sbilanciamento effettivo il cui valore dipende dal suddetto segno, in tempi brevi rispetto alla chiusura del mercato per il servizio di dispacciamento, nonché rendere il segno di detto sbilanciamento indipendente dalle rettifiche dei dati di misura. Nel presente documento la nuova modalità viene ulteriormente dettagliata.

- 3.2. Lo sbilanciamento aggregato zonale (oggi calcolato su base “macrozonale”) per ciascun periodo rilevante è un indice che, tenendo conto dell’effetto complessivo degli sbilanciamenti dei singoli punti di dispacciamento appartenenti alla medesima zona, permette di valutare le azioni di bilanciamento adottate da Terna nell’ambito di MSD per quella zona e quindi di rifletterne i costi nei corrispettivi di sbilanciamento applicati a ciascun punto di dispacciamento.
- 3.3. In particolare alle unità non abilitate alla partecipazione a MSD (ad oggi tutte le unità di consumo appartengono a questa categoria) si applica un corrispettivo unitario di sbilanciamento che viene determinato esclusivamente sulla base del segno dello sbilanciamento aggregato zonale senza tenere conto, come invece avviene per le unità abilitate, del segno dello sbilanciamento del singolo punto di dispacciamento.
- 3.4. In generale, l’art. 39, comma 4, della deliberazione n. 111/06 prevede che lo sbilanciamento aggregato zonale venga calcolato a partire dalla “somma algebrica degli sbilanciamenti registrati in tutti i punti di dispacciamento localizzati in ciascuna macrozona”: questa modalità di calcolo comporta quindi che:
  - a) per determinare i corrispettivi di sbilanciamento unitario da applicare ai singoli utenti, Terna debba aver di fatto concluso l’attribuzione ai fini del *settlement* dell’energia elettrica prelevata ai diversi utenti del dispacciamento;
  - b) i corrispettivi di sbilanciamento unitari siano soggetti a possibili revisioni in seguito a eventuali rettifiche tardive che possono modificare il segno dello sbilanciamento aggregato zonale.
- 3.5. In generale uno sbilanciamento di un punto di dispacciamento in immissione è bilanciato da un’azione uguale e contraria adottata da Terna sul MSD in tempo reale: sbilanciamenti positivi corrispondono ad azioni a scendere e sbilanciamenti negativi ad azioni a salire. Un discorso analogo vale anche per gli sbilanciamenti dei punti di dispacciamento in prelievo, pur con alcuni distinguo. Al fine di contenere i costi di approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento, difatti, Terna risolve il MSD ex-ante sulla base di una domanda complessiva in prelievo pari alle proprie previsioni di carico: di conseguenza il programma post-MSD-ex-ante di immissione delle unità di produzione risulta differente rispetto al programma post-MA di prelievo (coincidente con il programma post-MSD-ex-ante di prelievo, dal momento che allo stato attuale nessuna unità di prelievo è abilitata a partecipare a MSD); tale differenza corrisponde ad azioni adottate da Terna sul MSD ex-ante che devono essere tenute in considerazione al fine della corretta valorizzazione dello sbilanciamento. Lo sbilanciamento aggregato zonale viene, pertanto, a risultare pari alla somma cambiata di segno delle offerte accettate da Terna su MSD (computando le offerte di vendita come positive e le offerte di acquisto come negative), sia nella fase ex-ante (il saldo netto di queste azioni bilancia la differenza fra le previsioni di domanda di Terna e il programma post-MA di prelievo, computata a sbilanciamento in sede di *settlement*), sia nella fase ex-post (il saldo netto di queste azioni bilancia gli sbilanciamenti in tempo reale delle unità di immissione e prelievo rispetto ai rispettivi programmi vincolanti).

### **ESEMPIO DI CALCOLO DELLO SBILANCIAMENTO AGGREGATO ZONALE CON LA NUOVA MODALITA'.**

Si consideri una macrozona isolata, senza scambi con altre macrozone e si supponga che in un periodo rilevante il MA abbia dato come esito 1000 MWh di produzione e, equivalentemente, 1000 MWh di prelievo. Terna, tuttavia, prevede per quel periodo rilevante un prelievo di 1100 MWh e, in qualità di soggetto concessionario delle attività di dispacciamento, accetta su MSD ex-ante offerte di vendita per 100 MWh, dando origine per le unità di produzione ad un programma post-MSD-ex-ante di immissione complessivo pari a 1100 MWh. Si supponga ora che in tempo reale la domanda effettiva sia pari a 1080 MWh: se nessuna unità di produzione sbilancia, Terna deve esclusivamente bilanciare lo squilibrio della domanda, accettando su MSD in tempo reale offerte di acquisto per 20 MWh.

In queste condizioni lo sbilanciamento aggregato zonale, calcolato con le modalità attuali risulta pari a - 80 MWh, risultando dalla somma fra

- a) lo sbilanciamento delle unità di produzione, pari a 0 MWh;
- b) lo sbilanciamento delle unità di prelievo, pari a -80 MWh.

Le offerte complessivamente accettate da Terna sul MSD, invece, sono date dalla somma di:

- c) offerte a salire sul MSD ex-ante per bilanciare lo squilibrio fra previsioni della domanda e programma post-MA di prelievo, pari a 100 MWh;
- d) offerte a scendere sul MSD in tempo reale per bilanciare lo squilibrio fra previsioni di domanda e prelievo effettivo, pari a -20 MWh.

L'esempio conferma come lo sbilanciamento aggregato zonale (-80 MWh) risulti pari alla somma cambiata di segno delle offerte accettate da Terna su MSD (80 MWh).

Se un'unità di produzione in tempo reale presenta uno sbilanciamento di -30 MWh, complessivamente lo sbilanciamento aggregato zonale risulta pari a -110 MWh; in queste condizioni, tuttavia, Terna accetta in tempo reale delle offerte di vendita sul MSD pari a 30 MWh per bilanciare la mancata produzione dell'unità sbilanciante: anche in queste condizioni lo sbilanciamento aggregato zonale risulta, quindi, pari alla somma cambiata di segno delle offerte accettate da Terna sul MSD.

3.6. La modalità di determinazione dello sbilanciamento aggregato zonale sopra descritta prescinde dalla presenza di un delta perdite, ovvero della differenza fra le perdite effettive e quelle convenzionali. In assenza di sbilanciamenti di unità di consumo e di immissione, un delta perdite positivo, ad esempio, comporta un equivalente aumento dell'energia immessa, coperto da offerte accettate da Terna su MSD in esito alla regolazione secondaria e terziaria di frequenza. In questo caso lo sbilanciamento aggregato zonale calcolato con le norme attuali risulta essere nullo (a meno dell'energia associata alla regolazione primaria di frequenza, computata a sbilanciamento) e, quindi, differente da quello calcolato tramite le offerte accettate su MSD: questa discrasia è da attribuire al fatto che il delta perdite, non corrispondendo ad alcuna unità di prelievo, non comporta alcuno sbilanciamento effettivo, pur dovendo essere comunque bilanciato da opportune azioni su MSD. Nelle condizioni tipiche di funzionamento del sistema elettrico nazionale, l'effetto del delta perdite sullo sbilanciamento aggregato zonale, ancorché non nullo risulta comunque limitato.

3.7. Per quanto attiene l'attivazione di risorse di dispacciamento in una macrozona per compensare sbilanciamenti di punti di immissione o prelievo localizzati in altre macrozone, va ricordato che, data la limitata capacità di trasporto disponibile sull'interconnessione con il continente, Sicilia e Sardegna sono indipendenti dal punto di vista delle risorse di dispacciamento, ovvero sbilanciamenti locali vengono compensati con risorse di dispacciamento all'interno della stessa macrozona. Un mutuo soccorso si ha solamente fra macrozona Nord e macrozona Continente, specialmente in assenza di congestioni fra le due macrozone<sup>5</sup> sul mercato del giorno prima: la valutazione dello sbilanciamento aggregato

<sup>5</sup> Le due macrozone sono separate dalla sezione critica fra le zone di mercato Nord e Centro Nord.

zonale basata sulle azioni di Terna sul MSD potrebbe tenerne conto andando a valutare lo scostamento dei flussi in tempo reale fra le macrozone rispetto al flusso programmato in esito al mercato di aggiustamento; l'effetto complessivo, tuttavia, è limitato.

- 3.8. L'utilizzo delle offerte accettate su MSD per la valutazione dello sbilanciamento aggregato zonale, pertanto, pur non addivenendone ad una valorizzazione corretta per effetto della compensazione dovuta al delta perdite e per effetto di un mutuo soccorso fra macrozone differenti ai fini delle risorse di dispacciamento, permette comunque di determinarne il segno in modo indipendente dai dati di misura. Ne consegue che il segno dello sbilanciamento aggregato zonale e, conseguentemente, i corrispettivi unitari di sbilanciamento effettivo possono essere determinati e pubblicati sul sito internet di Terna, con rilevante anticipo rispetto alla conclusione del *settlement* mensile (contestualmente alla comunicazione dell'esito di MSD agli operatori), il che neutralizza al contempo l'effetto di eventuali rettifiche dei dati di misura sulla determinazione dei medesimi corrispettivi.

- Q1. Si ritiene effettivamente applicabile la nuova modalità di determinazione dello sbilanciamento aggregato zonale? Con quale tempistica è auspicabile/fattibile l'applicazione della nuova modalità?
- Q2. Con che tempistica dovrebbero essere messi a disposizione degli operatori i corrispettivi unitari di sbilanciamento effettivo per le unità non abilitate?

## 4. Opzione preferita: schemi di sintesi delle attività

### Introduzione

- 4.1. Nell'ambito del primo documento per la consultazione si sono classificate le rettifiche<sup>6</sup> sulla base delle tempistiche con cui esse vengono comunicate a Terna dalle imprese distributrici. Più precisamente si hanno per i dati dei punti trattati su base oraria:
- a) rettifiche di *settlement*: rettifiche pervenute in tempo utile per essere considerate ai fini del conguaglio load profiling;
  - b) rettifiche tardive: rettifiche pervenute non in tempo utile per essere considerate ai fini del conguaglio load profiling.
- 4.2. Le rettifiche ai dati di misura non trattati su base oraria sono, invece, da considerarsi esclusivamente come rettifiche tardive: tali dati, infatti, sono comunicati contestualmente all'avvio della fase di conguaglio load profiling, di conseguenza qualunque rettifica a tali dati si verifica successivamente al suddetto conguaglio.
- 4.3. Il presente capitolo fornisce un primo quadro di sintesi delle principali attività sottese all'opzione preferita dall'Autorità per la gestione delle rettifiche dei dati di misura, al fine di facilitare la successiva lettura dei dettagli applicativi dell'opzione e delle motivazioni delle scelte adottate dall'Autorità riportate nei capitoli 5, 6 e 7.

### Le rettifiche di *settlement*

- 4.4. Le rettifiche di *settlement* di ciascun anno sono gestite in due sessioni differenti:

---

<sup>6</sup> Si considera rettifica qualunque modifica che perviene successivamente alla scadenza prevista dalla normativa.

- a) SEM1 per le rettifiche di *settlement* relative ai mesi da gennaio a giugno;
- b) SEM2 per le rettifiche di *settlement* relative ai mesi da gennaio a dicembre.<sup>7</sup>

4.5. La figura 1 riporta i processi di attività sottesi alla sessione SEM1: sono rilevanti solamente le rettifiche dei dati dei punti di prelievo trattati su base oraria, mentre non vengono considerate le rettifiche di PRA che rimane pari al PRA originario.

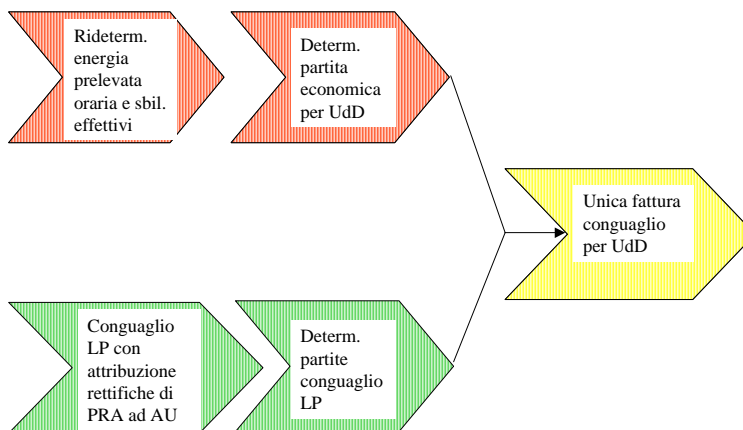
## SEM1



**Figura 1** – Attività nella sessione SEM1

4.6. La figura 2 riporta i processi relativi alla sessione SEM2: la gestione delle rettifiche ai dati dei punti di prelievo trattati su base oraria è analoga a quanto previsto nella sessione SEM1; compare, invece, la gestione delle rettifiche di PRA nell'ambito del conguaglio load profiling.

## SEM2



**Figura 2** – Attività nella sessione SEM2

### Le rettifiche tardive

- 4.7. Le rettifiche tardive sono gestite in un'unica sessione annuale, tanto per le rettifiche ai dati orari, tanto per le rettifiche relative al PRA e ai dati non orari.
- 4.8. I dati orari sono gestiti in modo analogo a quanto previsto per le rettifiche di *settlement* (figure 1 e 2); per i dati non orari e le rettifiche di PRA si aggiornano, invece, le partite di conguaglio load profiling; l'intero processo è riportato in figura 3.

<sup>7</sup> La sessione SEM2 gestisce anche le rettifiche di *settlement* relative ai mesi da gennaio a giugno non pervenute in tempo utile per essere considerate nella sessione SEM1.

## TARDIVE

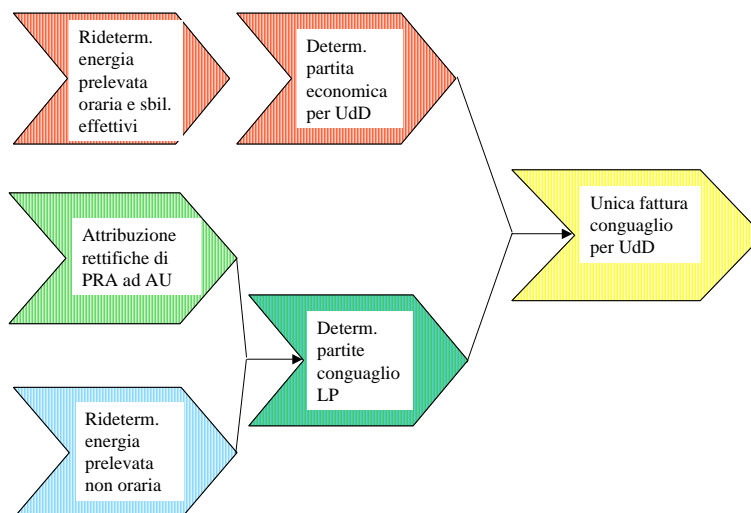


Figura 3 – Attività nella sessione relativa alle rettifiche tardive

## Rettifiche tardive e partite di perequazione

4.9. Le rettifiche tardive ai dati di misura, siano essi orari o non orari, comportano l'aggiornamento delle partite di perequazione per imprese distributrici ed esercenti la maggior tutela: la figura 4 riassume i processi sottesi alla gestione delle suddette partite.

## PEREQUAZIONE

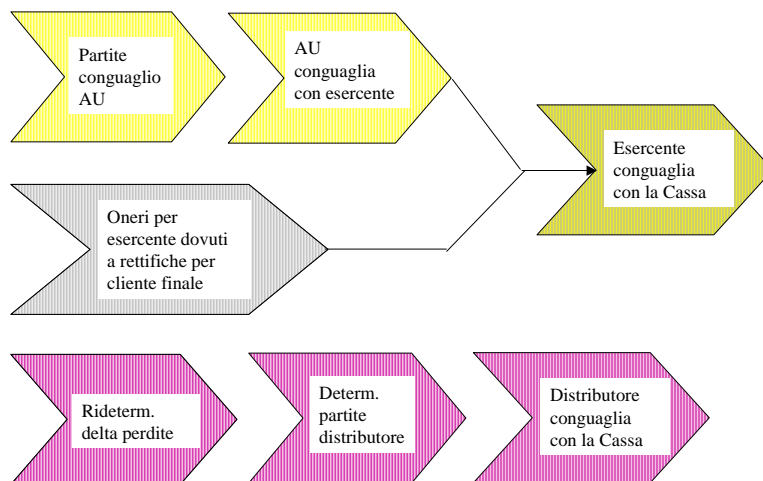


Figura 4 – Attività sottese all'aggiornamento delle partite di perequazione.

Q3. Si ritengono esaustive le attività sottese alle sessioni di gestione delle rettifiche?

## 5. Opzione preferita: la gestione delle rettifiche di *settlement*

### Numero di sessioni e relativa tempistica di invio a Terna delle rettifiche

- 5.1. Come già illustrato nel capitolo 4, l’Autorità intende prevedere, con riferimento a ciascun anno solare due sessioni su base semestrale:
- a) sessione SEM1 riferita ai mesi da gennaio a giugno;
  - b) sessione SEM2 riferita ai mesi da gennaio a dicembre.
- 5.2. Due sessioni di determinazione delle partite economiche insorgenti dalle rettifiche rappresentano, infatti, il trade-off fra le esigenze di semplicità amministrativa e contabile delle imprese distributrici e di Terna in relazione ai dati rettificati e gli interessi degli UdD di vedersi determinate le partite economiche insorgenti dalle rettifiche, in tempi prossimi al mese cui dette rettifiche si riferiscono.<sup>8</sup> Periodicità superiori sarebbero difatti benvenute dagli UdD perché garantirebbero una più celere determinazione di eventuali crediti e debiti associati alle rettifiche, ma sarebbero più difficoltosamente gestibili per le imprese distributrici e per Terna stessa, con potenziale sovrapposizione delle attività di rettifica con quelle previste dal *settlement* mensile; analogamente un’unica sessione su base annua, da espletarsi nella primavera dell’anno successivo a quello di riferimento, sarebbe la soluzione ideale per le imprese distributrici<sup>9</sup>, ma comporterebbe una maggiore incertezza per gli UdD.
- 5.3. Per quanto concerne l’invio delle rettifiche di *settlement*, l’Autorità ritiene che la soluzione maggiormente efficace consista nell’invio da parte delle imprese distributrici secondo scadenze fisse<sup>10</sup>. Una comunicazione continuativa delle rettifiche ogni qualvolta sia riscontrata una correzione di dati di misura ingenera, infatti, un flusso continuo di informazioni fra imprese distributrici e Terna con conseguente aggravio contabile ed amministrativo per Terna, chiamata potenzialmente a determinare e rideterminare più volte le medesime partite economiche.
- 5.4. Nella scelta delle scadenze fisse per l’invio delle rettifiche, l’Autorità intende privilegiare la concomitanza con scadenze già contemplate dall’attuale normativa (deliberazione n. 111/06 e TILP) in materia di dati di misura trattati su base oraria ai fini del *settlement* mensile: al fine di una semplificazione normativa in merito agli adempimenti a carico delle imprese distributrici, concentrandoli in un numero ridotto di date.
- 5.5. Riassumendo la proposta finale dell’Autorità prevede che le rettifiche di *settlement* (dati trattati su base oraria, aggregati per UdD; PRA) siano inviate a Terna:
- a) entro il 20 ottobre per la sessione SEM1, con riferimento esclusivamente ai mesi da gennaio a giugno dell’anno solare corrente;

---

<sup>8</sup> Ad esempio, un UdD che si è visto attribuire nel mese di febbraio una energia prelevata superiore a quella effettiva per effetto di errori di misura dei dati trattati su base oraria, auspica che detta energia gli venga riconosciuta a credito in tempi rapidi e non l’anno successivo, come avverrebbe nel caso di un’unica liquidazione annua.

<sup>9</sup> La generazione dei dati rettificati rilevanti ai fini del dispacciamento sarebbe svolta a fine anno, a valle della chiusura dei bilanci fisici sulle reti di distribuzione.

<sup>10</sup> L’attivazione delle sessioni di determinazione delle partite economiche insorgenti dalle rettifiche su esplicita richiesta di Terna a seguito di anomalie da questa riscontrate nel processo di *settlement* mensile risulta inapplicabile: l’istruttoria conoscitiva avviata con deliberazione n. 177/07 ha evidenziato come le anomalie siano effettivamente riscontrabili da Terna solamente in presenza di errori di rilevanti proporzioni; rettifiche di minor entità, che possono essere riscontrate solamente dalle imprese distributrici in qualità di responsabili della registrazione, rilevazione e raccolta del dato di misura ed in qualità di soggetti avvalsi per l’attività di aggregazione, verrebbero, di fatto, escluse dall’applicazione di tale soluzione



- b) entro il 20 aprile per la sessione SEM2, con riferimento esclusivamente ai mesi dell'anno solare precedente e alle rettifiche non comunicate nella sessione SEM1.

- Q4. L'articolazione in due sessioni semestrali è sufficiente per mitigare il clima di incertezza per gli UdD dovuto alla presenza delle rettifiche?
- Q5. Si ritengono perseguibili le tempistiche di invio delle rettifiche ipotizzate dall'Autorità?

## Sessione SEM1: la determinazione delle partite economiche

### Sintesi delle opzioni del primo documento per la consultazione

- 5.6. Nel primo documento per la consultazione sono state proposte diverse opzioni per la determinazione delle partite economiche insorgenti da rettifiche di *settlement*. L'analisi condotta si basava sull'ipotesi di un'unica sessione di conguaglio da tenersi contestualmente alla sessione di conguaglio load profiling. Di conseguenza le opzioni contemplavano:
- la rideterminazione dell'energia prelevata dai punti di prelievo trattati su base oraria;
  - l'eventuale rideterminazione dei corrispettivi di dispacciamento a seguito delle rettifiche;
  - le modalità di attribuzione delle rettifiche di PRA nel *settlement* mensile;
  - le disposizioni in materia di determinazione delle partite fisiche e dei prezzi nella fase di conguaglio load profiling a seguito di rettifiche sui dati di misura orari.
- 5.7. Le lettere a), b) e c) del precedente alinea rilevano ai fini del *settlement* mensile la lettera d) rileva solamente ai fini del conguaglio load profiling.
- 5.8. La tabella 1 riassume sinteticamente le opzioni presentate nel primo documento per la consultazione, con riferimento alle sole disposizioni relative al *settlement* mensile: l'opzione 0 prevedeva l'applicazione della deliberazione n. 111/06 ai dati rettificati, mentre le altre opzioni introducevano diversi livelli di approssimazione nell'ottica di contenere l'impatto sugli UdD e garantire un metodo che non comporti elevati aggravii amministrativi e contabili.

	Opzione 0	Opzione 1	Opzione 2	Opzione 3
Rideterm. energia prelevata oraria e sbilanciamenti effettivi	Si	Si	Si	Si
Rideterm. corrispettivi di dispacciamento	Si	No	No	No
Riattribuzione rettifiche di PRA per <i>settlement</i> mensile	A tutti UdD	A tutti UdD	No	No

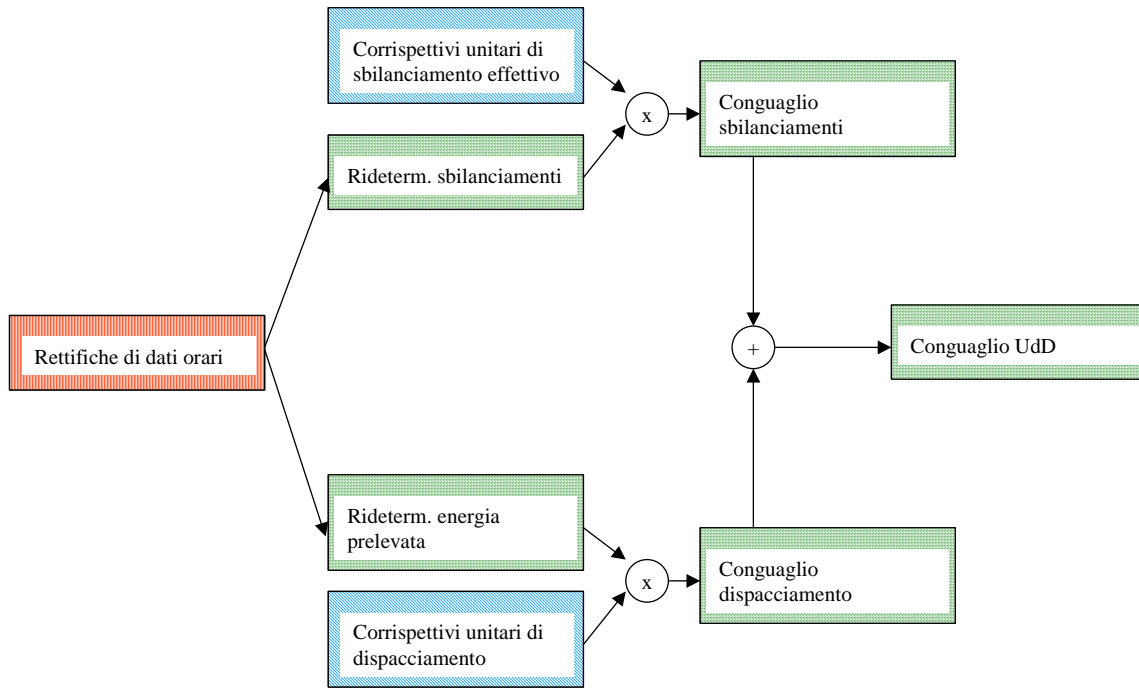
**Tabella 1** – Opzioni per la gestione delle rettifiche di *settlement*

- 5.9. Sulla base delle osservazioni pervenute in esito alla prima consultazione, nonché di approfondimenti condotti successivamente all'emanazione del primo documento per la consultazione, l'Autorità ritiene preferibile l'opzione 3, ovverossia la non riattribuzione del

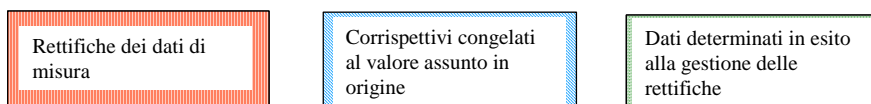
PRA nel *settlement* mensile e il “congelamento” di tutti i corrispettivi di dispacciamento unitari al valore applicato nell’originaria procedura di *settlement* mensile.

Schema riepilogativo delle modalità di determinazione delle partite economiche

5.10. La figura 5 riassume la determinazione delle partite economiche insorgenti dalle rettifiche di *settlement*.



**Legenda**



**Figura 5** – Partite economiche insorgenti da rettifiche di *settlement* nella sessione SEM1

5.11. Ai fini della valorizzazione del servizio di dispacciamento nel *settlement* mensile, si applica la nuova modalità di determinazione dello sbilanciamento aggregato zonale di cui al capitolo 3 del presente documento, al fine di rendere i corrispettivi unitari di sbilanciamento effettivo indipendenti rispetto alle rettifiche dei dati di misura.

Rideterminazione energia prelevata oraria

5.12. L’energia prelevata da ciascun UdD in ciascuna zona con riferimento ai punti di prelievo trattati su base oraria inclusi nel suo contratto di dispacciamento è rideterminata rispetto a quanto calcolato in esito al *settlement* mensile; contestualmente sono ricalcolati gli sbilanciamenti effettivi che vengono valorizzati ai medesimi corrispettivi unitari utilizzati nell’originaria procedura di *settlement*.

Rideterminazione corrispettivi di dispacciamento

5.13. All’energia prelevata oraria, come ricalcolata in esito alle rettifiche, vengono applicati i corrispettivi di dispacciamento diversi dallo sbilanciamento effettivo valorizzati con i

medesimi corrispettivi unitari di cui al *settlement* mensile. La scelta di non aggiornare i corrispettivi unitari di dispacciamento persegue, difatti, la semplicità amministrativa e contabile a favore di Terna e, nel contempo, riduce gli effetti delle rettifiche sugli UdD indirettamente impattati<sup>11</sup>.

#### Riattribuzione rettifiche di PRA per *settlement* mensile

- 5.14. Il PRA originario comunicato dalle imprese distributrici di riferimento entro il giorno 20 del mese successivo a quello di competenza ai fini del *settlement* mensile non è soggetto ad alcuna rettifica: l'energia convenzionalmente attribuita a ciascun UdD nel cui contratto di dispacciamento sono inclusi punti di prelievo non trattati su base oraria, risulta, pertanto, univocamente determinata in sede di *settlement* mensile e non è previsto che subisca ulteriori trattamenti.
- 5.15. Con tale scelta l'Autorità intende non creare distorsioni nella valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi degli UdD con riferimento ai punti di prelievo non trattati su base oraria, soprattutto in presenza di errori di misura che incidono sul valore del PRA originario, una quota del quale è attribuita al medesimo UdD per il tramite del suo CRPU.
- 5.16. Nel preferire una opzione che non modifichi il PRA originario e, conseguentemente, non alteri gli sbilanciamenti effettivi relativi ai punti di prelievo non trattati su base oraria, l'Autorità intende neutralizzare il rischio in cui incorrono gli UdD nell'operare le previsioni di PRA in presenza di errori sistematici. Se le rettifiche di PRA fossero, infatti, attribuite a tutti gli UdD, la correzione di eventuali errori sistematici in sede di rettifica comporterebbe una variazione dello sbilanciamento effettivo degli UdD medesimi che risulterebbe indipendente dall'effettiva capacità previsionale degli stessi<sup>12</sup>.
- 5.17. La non modifica del PRA originario risolve questa distorsione: lo sbilanciamento effettivo, non mutando rispetto al *settlement*, tiene conto esclusivamente della capacità di previsione degli UdD, mentre le rettifiche di PRA dovute alla correzione degli errori sistematici vengono valorizzate a prezzo di conguaglio load profiling che è basato sul valore medio dell'energia prelevata e dei relativi corrispettivi di dispacciamento diversi dagli sbilanciamenti effettivi.

#### **ESEMPIO DI DETERMINAZIONE DEL PRA CON ERRORI SISTEMATICI: *SETTLEMENT* MENSILE E SESSIONE SEMI**

In una certa area di riferimento il PRA di febbraio 2008, reso disponibile da Terna il sest'ultimo giorno lavorativo di marzo 2008, sia inferiore al valore effettivo a causa di errori sistematici non rilevati dalle imprese distributrici. Le previsioni di PRA degli UdD per febbraio 2009, elaborate partendo dai dati di febbraio 2008, risultano affette dai medesimi errori sistematici. Si ipotizzi, inoltre, che le imprese distributrici si accorgano della presenza degli errori sistematici solamente nel giugno 2009: ne consegue che anche il PRA di febbraio 2009 risulta affetto dai medesimi errori sistematici (ovvero inferiore al valore effettivo) che contraddistinguevano il PRA di febbraio 2008 e le previsioni degli operatori per febbraio 2009. Nel *settlement* mensile agli UdD è attribuito uno sbilanciamento effettivo computato tenendo conto delle differenze fra il PRA originario comunicato a Terna entro il 20 marzo 2009 e le previsioni del PRA medesimo operate dagli UdD: poiché tali dati sono entrambi affetti dai medesimi errori sistematici, non si ha alcuna

<sup>11</sup> Come evidenziato nel primo documento, sono UdD indirettamente impattati da una rettifica di un dato di misura orario, tutti gli utenti del dispacciamento nei cui contratti di dispacciamento sono inclusi punti di prelievo non trattati su base oraria (per il tramite del PRA), nonché tutti gli altri utenti del dispacciamento (per il tramite dei corrispettivi unitari di dispacciamento).

<sup>12</sup> Gli UdD prevedono il PRA affetto da errori sistematici, poiché tali sono i dati assunti come base di partenza; gli sbilanciamenti effettivi indotti da tali errori sistematici corretti in fase di rettifica non sono, pertanto, controllabili dagli UdD.

distorsione e ciascun UdD si vede attribuito uno sbilanciamento effettivo in relazione alla propria capacità di prevedere correttamente il PRA.

Nella sessione SEM1 del 2009, così come proposta dall'Autorità, l'impresa distributrice di riferimento invia a Terna la rettifica del valore del PRA che tiene conto della rilevazione di tutti gli errori riscontrati sino a quel momento, ivi inclusi gli errori sistematici corretti nel mese di giugno. Una rideterminazione dell'energia attribuita a ciascun UdD per effetto delle rettifiche di PRA verrebbe a creare una distorsione al meccanismo di valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi. Nel caso in esame il PRA rettificato relativo al mese di febbraio 2009 sarebbe più alto di quello utilizzato nel *settlement* mensile e lo sbilanciamento effettivo di competenza di ciascun UdD sarebbe suddividibile in due contributi:

- a) quota indice degli errori di previsione del PRA non rettificato da parte del medesimo UdD (previsione e PRA non rettificato affetti dai medesimi errori sistematici),
- b) quota associata alle rettifiche degli errori sistematici da parte delle imprese distributrici.

Solamente la quota di cui alla lettera a) del precedente alinea sarebbe imputabile alle attività degli UdD, mentre la quota di cui alla lettera b) del precedente alinea, pur contribuendo alla valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi a carico dell'UdD medesimo, dipenderebbe esclusivamente dalle attività delle imprese distributrici sulle quali l'UdD non ha alcun controllo. La non riattribuzione del PRA rettificato a tutti gli UdD risolve questa distorsione, non considerando la quota di cui alla lettera b) nel computo dello sbilanciamento effettivo degli UdD con riferimento ai punti di prelievo non trattati su base oraria.

- 5.18. Oltre che da errori sistematici, il valore del PRA può essere affetto anche da errori di carattere accidentale che, proprio per la loro natura casuale, non sono tenuti in considerazione ai fini dell'attività previsionale del PRA effettuata dagli UdD. Essi, pertanto, non potendo essere previsti dagli UdD, contribuiscono a determinarne gli sbilanciamenti effettivi nella fase di *settlement* mensile. Questo contributo allo sbilanciamento associato alla presenza di errori accidentali potrebbe essere neutralizzato ricalcolando gli sbilanciamenti effettivi a seguito di rettifiche di PRA ed attribuendo a ciascun UdD la quota del PRA rettificato (quindi, con errori accidentali corretti) di sua competenza.
- 5.19. La gestione degli errori accidentali si pone, pertanto, in contraddizione con il contenimento del rischio di previsione sostenuto dagli UdD con riferimento agli errori sistematici: la riattribuzione del PRA in sede di *settlement* mensile mitigherebbe, infatti, le distorsioni nella valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi relativi ai punti di prelievo non trattati su base oraria con riferimento agli errori accidentali, mentre renderebbe evidenti le distorsioni relative agli errori sistematici; la non riattribuzione del PRA, invece, neutralizzerebbe l'effetto degli errori sistematici sugli sbilanciamenti effettivi senza avere alcun effetto sul contributo dovuto agli errori accidentali.
- 5.20. Dal momento che gli errori accidentali nell'attuale contesto del sistema elettrico nazionale riguardano un quantitativo totale di energia inferiore rispetto a quello sotteso agli errori sistematici, anche per il fatto che nella distribuzione casuale molti errori accidentali si compensano fra loro, l'Autorità ritiene che non riattribuire il PRA a seguito delle rettifiche dei dati di misura costituisca ad oggi la soluzione migliore per ridurre sugli UdD l'impatto associato alla valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi in presenza di qualsiasi errore di misura.
- 5.21. Tale scelta potrebbe essere successivamente rivista, nel momento in cui gli errori sistematici attualmente presenti in sede di determinazione del PRA dovessero diventare trascurabili rispetto a quelli accidentali.
- 5.22. Inoltre la scelta di non riattribuire il PRA rettificato a tutti gli UdD obbedisce al criterio di semplificazione amministrativa e contabile per Terna, nonché evita di coinvolgere nel processo di rettifica gli utenti indirettamente impattati.

5.23. Giova altresì ricordare che la non riattribuzione del PRA a seguito delle rettifiche non ha alcuna influenza sulla corretta determinazione dell'energia prelevata dagli UdD con riferimento ai punti di prelievo non trattati su base oraria, la quale, avvenendo solamente nella fase di conguaglio load profiling per il tramite di un prezzo che tiene conto sia del valore medio dell'energia sia dei corrispettivi di dispacciamento, risolve intrinsecamente gli errori associati all'attribuzione del PRA agli UdD nella fase di *settlement* mensile.

- Q6. Si ritengono adeguate le modalità proposte per la determinazione delle partite economiche nella sessione SEM1? In caso contrario si indichino le motivazioni.
- Q7. Si concorda con i differenti impatti che un'eventuale riattribuzione del PRA rettificato avrebbe al variare della natura, sistematica o accidentale, dell'errore di misura?

### **Sessione SEM1: la liquidazione delle partite economiche**

5.24. Nell'identificare l'opzione preferita, l'Autorità, pur preferendo l'individuazione di due diverse sessioni relative alle rettifiche di *settlement*, intende comunque salvaguardare la presenza di un'unica liquidazione su base annuale, prevista nel primo documento per la consultazione, al fine di permettere agli UdD di compensare eventuali partite a credito e a debito.

5.25. Nella sessione SEM1, Terna determina e comunica a ciascun UdD le partite economiche di sua competenza entro il 30 novembre e, contestualmente, ne aggiorna l'esposizione debitoria nell'ambito del sistema delle garanzie, senza, tuttavia, procedere all'emissione di alcuna fattura o nota a credito. Qualora la suddetta esposizione ecceda le garanzie finanziarie presentate dal soggetto, Terna richiede l'adeguamento delle predette garanzie secondo quanto previsto nel Codice di Rete.

5.26. Il coinvolgimento delle garanzie finanziarie permette una celere determinazione delle partite economiche di competenza degli UdD, pur rinviando alla sessione SEM2 la liquidazione effettiva di dette partite al fine di profittare di compensazioni fra eventuali debiti e crediti. Nel contempo, tuttavia, l'aggiornamento dell'esposizione debitoria degli UdD da un lato garantisce Terna nei confronti del rischio di insolvenza degli UdD medesimi e, dall'altro, permette agli UdD che dovessero risultare a credito, di posticipare i pagamenti delle fatture di *settlement* mensile senza incorrere in adeguamenti delle garanzie finanziarie<sup>13</sup>.

- Q8. Si ritiene opportuno non prevedere la liquidazione delle partite nella sessione SEM1, rinviando tale liquidazione alla sessione SEM2? In caso contrario che tipo di meccanismi potrebbero essere introdotti?
- Q9. Pur in presenza di un'unica liquidazione nella sessione SEM2, sarebbe opportuno prevedere già nella sessione SEM1 la liquidazione di partite a debito o credito particolarmente rilevanti, eventualmente rinviando la copertura degli oneri derivanti a Terna da tali liquidazione alla sessione SEM2?

<sup>13</sup> Le partite a credito, se non liquidate, diminuiscono l'esposizione debitoria dell'UdD, permettendogli di rinviare il pagamento di ulteriori fatture a debito, senza con ciò azzerare i margini delle garanzie finanziarie. Rimane comunque intesa, laddove prevista, l'applicazione del corrispettivo di mora per i tardati pagamenti.

## Sessione SEM2: la determinazione delle partite economiche

### Sintesi delle opzioni del primo documento per la consultazione

5.27. La sessione SEM2 comprende:

- a) partite economiche insorgenti da rettifiche inerenti i dati rilevanti ai fini della procedura di *settlement* mensile;
- b) partite economiche associate alla fase di conguaglio load profiling.

5.28. Per quanto attiene le rettifiche di cui alla lettera a) del precedente alinea, intervenute successivamente a quelle contabilizzate nella sessione SEM1<sup>14</sup>, sono applicate le medesime disposizioni di cui alla sessione SEM1.

5.29. In merito alle partite economiche di cui alla lettera b), nel primo documento per la consultazione erano presentate alcune opzioni sul prezzo di conguaglio e sulla gestione del PRA rettificato, riassunte sinteticamente nella tabella 2.

	Opzione 0	Opzione 1	Opzione 2	Opzione 3
Attribuzione delle rettifiche di PRA in sede di conguaglio	Non previsto	Non previsto	AU	AU
Prezzo di conguaglio <i>load profiling</i>	Utilizzando PRA rettificato	Utilizzando PRA rettificato	Utilizzando PRA rettificato	Utilizzando PRA originario

**Tabella 2**– Opzioni relative alla gestione delle rettifiche di *settlement* in merito al conguaglio load profiling.

5.30. Le opzioni 0 e 1 erano equipollenti fra loro<sup>15</sup>, mentre le altre opzioni si differenziavano per la gestione dell'energia sottesa alle rettifiche di PRA, attribuita all'Acquirente Unico (AU) a conguaglio load profiling, e per le modalità di determinazione del prezzo di conguaglio.

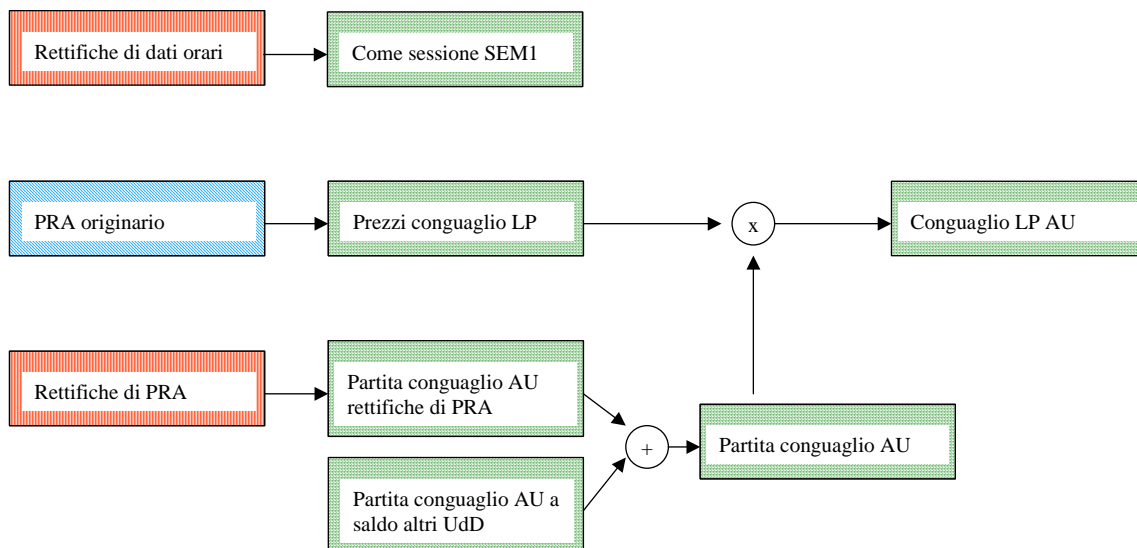
5.31. Analogamente a quanto previsto per la sessione SEM1, l'Autorità ha individuato come preferita l'opzione 3.

### Schema riepilogativo delle modalità di determinazione delle partite economiche

5.32. La figura 6 riassume le modalità di determinazione delle partite economiche nell'ambito della sessione SEM2.

<sup>14</sup> Sono le rettifiche ai dati di misura orari relative ai mesi da luglio a dicembre e relative ai mesi da gennaio a giugno comunicate successivamente al 20 settembre.

<sup>15</sup> Le differenze fra queste opzioni riguardavano la rideterminazione dei corrispettivi unitari di dispacciamento relativi al *settlement* mensile.



**Figura 6** – Determinazione delle partite economiche nella sessione SEM2

### Attribuzione delle rettifiche di PRA in sede di conguaglio

5.33. Come già detto, ai fini del *settlement* mensile il PRA originario rimane congelato anche in presenza di eventuali rettifiche di dati di misura di qualsiasi tipo. Eventuali rettifiche di PRA nella fase di conguaglio load profiling sono interamente attribuite all'Acquirente Unico la cui partita fisica di conguaglio, in ciascun mese e in ciascuna fascia oraria risulta, pertanto, pari alla somma di due contributi:

- a) somma cambiata di segno delle partite fisiche di conguaglio di competenza degli UdD diversi dall'Acquirente Unico operanti nella medesima area di riferimento relative al medesimo mese e alla medesima fascia<sup>16</sup>;
- b) energia sottesa alle rettifiche di PRA relative al medesimo mese e alla medesima fascia.

### Prezzo di conguaglio load profiling

5.34. I prezzi di conguaglio load profiling sono determinati utilizzando il PRA originario e non il PRA rettificato. Tale scelta evita distorsioni a carico degli UdD in sede di determinazione/quantificazione economica dell'energia prelevata con riferimento ai punti di prelievo non trattati su base oraria.

5.35. In particolare utilizzare il medesimo PRA tanto in sede di *settlement* mensile tanto in sede di conguaglio load profiling garantisce in entrambe procedure la medesima valorizzazione dell'energia prelevata dai punti di prelievo non trattati su base oraria. Adottare nella fase di conguaglio load profiling il PRA rettificato per la ponderazione del prezzo, invece, porta ad una valorizzazione dell'energia prelevata non solo differente rispetto a quanto riconosciuto nel *settlement* mensile, ma anche non controllabile dagli UdD che non hanno a disposizione informazioni per prevedere le eventuali rettifiche di PRA.

5.36. Giova tuttavia ricordare che l'adozione del PRA originario per la determinazione dei prezzi di conguaglio load profiling non garantisce all'UdD il trasferimento di un corretto segnale di prezzo allineato all'effettivo profilo del PRA come emerso dalle rettifiche. Il contributo delle

<sup>16</sup> Trattasi della partite fisica di conguaglio di competenza dell'AU ai sensi del TILP.

rettifiche di PRA al segnale di prezzo è, comunque, di entità limitata<sup>17</sup> e, generalmente, di poco interesse per i clienti finali con punti di prelievo non trattati su base oraria, per i quali gli UdD (ivi incluso l'Acquirente Unico per la maggior tutela con decorrenza dal 2009) applicano condizioni economiche di fornitura differenziate per fascia oraria.

- Q10.** Si ritengono adeguate le modalità proposte per la determinazione delle partite economiche nella sessione SEM2? In caso contrario si indichino le motivazioni.
- Q11.** Si ritiene opportuno determinare il prezzo di conguaglio load profiling con il PRA originario e non con il PRA rettificato? In caso contrario si indichino le motivazioni.

### **Sessione SEM2 : la liquidazione delle partite economiche**

- 5.37. Le partite economiche insorgenti dalla rettifiche sono liquidate nell'ambito della sessione SEM2 anche se determinate nell'ambito della sessione SEM1.
- 5.38. Entro il 31 maggio, Terna determina e comunica a ciascun UdD le partite economiche di competenza, contestualmente alla determinazione delle partite economiche di conguaglio load profiling. Sempre entro il 31 maggio Terna inserisce in un'unica fattura o nota a credito tutte le partite economiche di competenza di ciascun UdD con riferimento alle partite relative alle sessioni SEM1 e SEM2 e al conguaglio load profiling, aggiornando di conseguenza l'esposizione debitoria dei soggetti interessati<sup>18</sup>.
- 5.39. La liquidazione delle partite avviene entro il 15 giugno, come già previsto per il conguaglio load profiling. Eventuali proventi e costi di competenza di Terna sono conteggiati in sede della prima determinazione utile del corrispettivo *uplift* (trimestre luglio - settembre).
- 5.40. Ai fini dell'impatto sull'*uplift* giova ricordare come i proventi e i costi di competenza di Terna in esito alle rettifiche di *settlement* dipendano tanto dalla rideterminazione dell'energia prelevata dai punti di prelievo trattati su base oraria tanto dal conguaglio load profiling come modificato per gestire le rettifiche di PRA. In particolare la somma delle partite fisiche di conguaglio load profiling non risulta più nulla, bensì pari all'energia sottesa alle rettifiche di PRA, il cui valore economico risulta, pertanto, conteggiato ai fini del corrispettivo *uplift*.

- Q12.** Si ritiene corretto inserire in un'unica fattura le partite economiche insorgenti da rettifiche di *settlement* e le partite economiche di conguaglio load profiling?
- Q13.** Si ritiene opportuno prevedere che gli oneri derivanti a Terna dalla liquidazione delle partite economiche insorgenti da rettifiche di *settlement* trovino copertura nella determinazione del corrispettivo *uplift* a valere per il trimestre successivo a quello di liquidazione? Oppure sarebbe più opportuno diluire tale copertura nel tempo?

<sup>17</sup> Le fasce orarie sono state costruite raggruppando fra loro ore con prezzi omogenei fra loro.

<sup>18</sup> Nell'aggiornare l'esposizione debitoria si tiene conto dei contributi dovuti alle partite economiche di cui alla sessione SEM1 non liquidate anticipatamente.



## 6. Opzione preferita: la gestione delle rettifiche tardive

### Numero di sessioni e tempistica di invio a Terna delle rettifiche

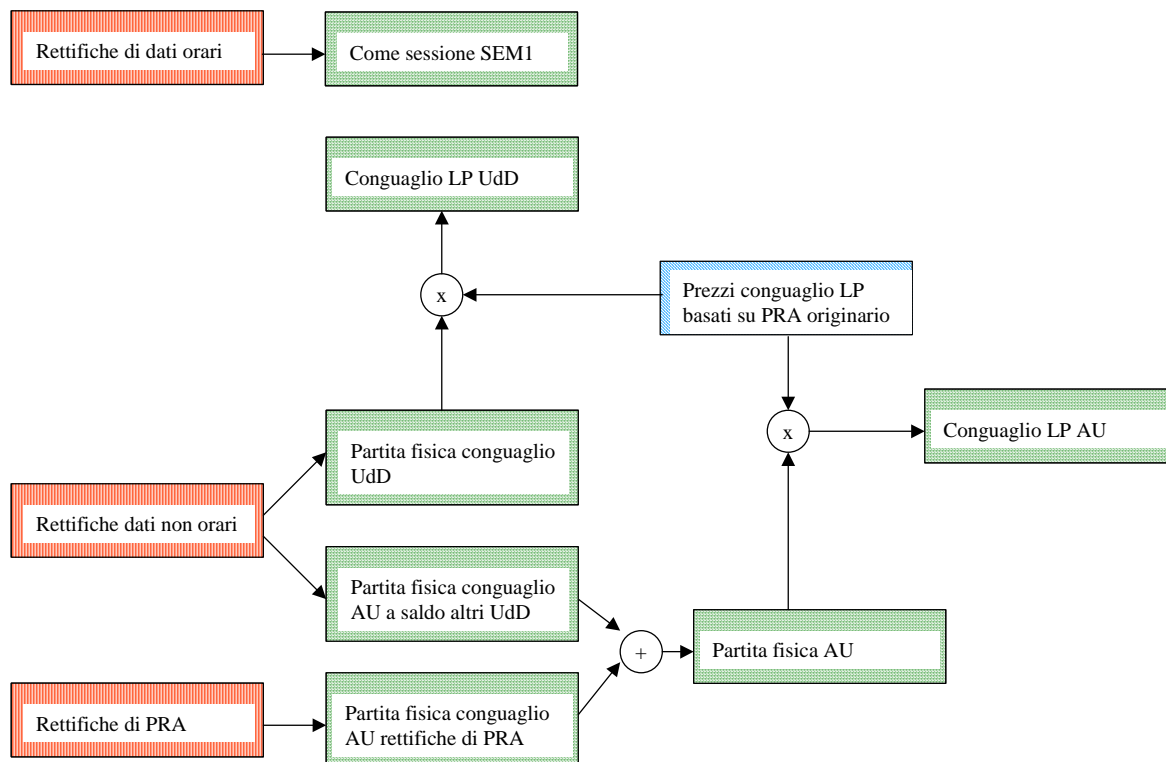
- 6.1. Con rettifiche tardive si intendono:
  - a) tutte le rettifiche ai dati di misura orari non pervenute in tempo utile per essere gestite in sede di conguaglio load profiling (20 aprile dell'anno successivo a quello di competenza);
  - b) tutte le rettifiche relative ai dati di misura non orari emerse successivamente al termine del 10 maggio dell'anno successivo a quello di competenza, fissato dal TILP come scadenza ultima per la comunicazione dei dati inerenti la fase di conguaglio load profiling.
- 6.2. L'Autorità, ritenendo che a regime le rettifiche tardive siano numericamente meno rilevanti rispetto alle rettifiche di *settlement*, intende prevedere un'unica sessione all'anno per la gestione delle rettifiche tardive.
- 6.3. Nell'ottica della semplicità amministrativa e contabile, è altresì opportuno che la sessione per le rettifiche tardive coincida con una delle sessioni relative alle rettifiche di *settlement* al fine di contenere il numero delle scadenze a carico delle imprese distributrici.
- 6.4. Nelle intenzioni dell'Autorità, le rettifiche tardive sono gestite contestualmente alla sessione SEM2: ne consegue che le rettifiche tardive siano inviate a Terna entro il 20 aprile di ciascun anno  $n$  con riferimento alle rettifiche relative ai dati orari e non orari degli anni  $\leq n-2$ .

Q14. Si ritiene ragionevole prevedere una sola sessione di conguaglio per le rettifiche tardive? Oppure è necessario prevedere due sessioni su base annua?

Q15. La coincidenza della sessione delle rettifiche tardive relative agli anni  $\leq n-2$  con la sessione SEM2 dell'anno  $n-1$  semplifica gli adempimenti amministrativi e contabili a carico delle imprese distributrici e di Terna?

### La determinazione delle partite economiche

- 6.5. Anche sulla base delle osservazioni pervenute in esito alla consultazione, l'Autorità intende mantenere l'orientamento iniziale proposto nel primo documento, ovvero sia applicare per la determinazione delle partite economiche insorgenti dalle rettifiche tardive, le stesse modalità previste per le rettifiche di *settlement*, opportunamente integrate per gestire anche i dati di misura relativi ai punti di prelievo non trattati su base oraria.
- 6.6. La figura 7 riassume le modalità di determinazione delle partite economiche insorgenti da rettifiche tardive.



**Figura 7** – Determinazione delle partite economiche insorgenti da rettifiche tardive.

### Rideterminazione energia prelevata oraria, sbilanciamenti effettivi e corrispettivi di dispacciamento

6.7. Si applicano le medesime modalità di cui alle rettifiche di *settlement*: in particolare i corrispettivi unitari di dispacciamento sono congelati al valore originariamente assunto nella procedura di *settlement* mensile e non vengono ulteriormente modificati.

### Attribuzione delle rettifiche di PRA

6.8. Analogamente a quanto previsto per le rettifiche di *settlement*, l'energia sottesa alle rettifiche di PRA è interamente attribuita all'Acquirente Unico e valorizzata al prezzo di conguaglio load profiling relativo al mese e alla fascia oraria di competenza. Gli sbilanciamenti effettivi degli UdD con riferimento ai punti di prelievo non trattati su base oraria non sono aggiornati e rimangono inalterati rispetto a quanto previsto nella procedura di *settlement* mensile.

### Prezzo di conguaglio load profiling

6.9. Analogamente a quanto previsto per le rettifiche di *settlement*, i prezzi di conguaglio load profiling in ciascun mese e in ciascuna fascia oraria sono determinati univocamente in occasione del conguaglio annuale sulla base del PRA originario, e non sono ulteriormente modificati.

### Rideterminazione partite fisiche di conguaglio load profiling per UdD

6.10. A seguito di rettifiche sui dati di misura relativi ai punti di prelievo non trattati su base oraria, l'energia effettivamente prelevata da ciascun UdD diverso dall'Acquirente Unico con riferimento ai medesimi punti è ricalcolata; la differenza rispetto al valore comunicato in occasione del conguaglio load profiling è valorizzata secondo il prezzo di conguaglio relativo al mese e alla fascia oraria di competenza. La partita fisica di conguaglio dell'Acquirente

Unico in ciascun mese e in ciascuna fascia oraria è aggiornata di conseguenza in funzione del ruolo residuale attribuito all'Acquirente Unico ai fini del conguaglio<sup>19</sup>.

**Q16.** Si concorda con le modalità di determinazione delle partite economiche nella sessione relativa alle rettifiche tardive?

## La liquidazione delle partite economiche

6.11. La liquidazione delle partite economiche avviene con le seguenti tempistiche:

- a) Terna determina e comunica agli UdD le partite economiche di propria competenza entro il 31 maggio;
- b) la liquidazione delle partite avviene entro il 15 giugno.

Si prevede l'inserimento delle partite economiche insorgenti da rettifiche tardive relative agli anni  $\leq n-2$  nella medesima fattura relativa alle rettifiche di *settlement* e al conguaglio load profiling dell'anno  $n-1$ .

6.12. In caso di partite economiche a debito, ciascun UdD versa a Terna un importo pari al prodotto fra la partita economica effettiva e il coefficiente  $(0.95)^{k/12}$  dove  $k$  è il numero di mesi intercorrenti fra la data di fatturazione e il 31 maggio dell'anno successivo a quello di competenza della rettifica tardiva<sup>20</sup>.

6.13. In caso di partite economiche a credito, l'UdD riceve da Terna un importo pari al prodotto fra la partita economica effettiva e il coefficiente  $\left(1 + 0,03 \cdot \frac{k}{12}\right)$  dove  $k$  è il numero di mesi intercorrenti fra la data di fatturazione e il 31 maggio dell'anno successivo a quello di competenza della rettifica tardiva<sup>21</sup>.

**Q17.** Si concorda con l'emissione di un'unica fattura di conguaglio che tenga conto tanto delle rettifiche tardive relative agli anni  $\leq n-2$ , quanto delle rettifiche di *settlement* e del conguaglio load profiling dell'anno  $n-1$ ?

## 7. Opzione preferita: la gestione delle partite di perequazione

7.1. Le rettifiche ai dati di misura hanno un impatto anche sulle partite di perequazione relative agli esercenti la maggior tutela e le imprese distributrici. Questo capitolo integra la trattazione del primo documento per la consultazione inerente l'impatto delle rettifiche sulle partite economiche relative al servizio di dispacciamento, analizzando come le partite di perequazione risultino influenzate da eventuali rettifiche ai dati di misura. Nella seconda parte

---

<sup>19</sup> Le partite fisiche di conguaglio dell'Acquirente Unico sono somma di due contributi, uno che compensa le partite fisiche degli altri UdD e l'altro a copertura dell'energia sottesa alle rettifiche di PRA, come evidenziato per la sessione SEM2.

<sup>20</sup> Si tratta, di fatto, di uno sconto composto del 5% su base annua, a copertura del ritardo con cui le partite economiche sono state determinate.

<sup>21</sup> Si tratta, di fatto, di una maggiorazione pari al 3% annuo, calcolata sull'importo originario e non su base composta, a copertura degli interessi maturati sulle partite a credito.

del capitolo sono, infine, presentati gli orientamenti dell’Autorità in materia di gestione delle partite di perequazione in presenza delle rettifiche ai dati di misura.

### **La perequazione: elementi di contesto.**

- 7.2. Nel seguito si riassume brevemente il meccanismo di perequazione previsto dalla normativa vigente (TIV).
- 7.3. Ciascun esercente la maggior tutela acquista dall’Acquirente Unico su base mensile l’energia destinata ai clienti in maggior tutela, corrispondente alla somma fra:
- a) l’energia prelevata dai punti di prelievo in maggior tutela trattati su base oraria;
  - b) la quota del PRA di competenza di ciascun esercente la maggior tutela, calcolata con riferimento all’ambito territoriale del predetto esercente<sup>22</sup>, al netto dell’energia attribuita ai clienti del mercato libero appartenenti al predetto ambito in base al TILP (ovvero tramite applicazione dei CRPP).
- 7.4. L’energia di cui all’alinea precedente è valorizzata al prezzo di cessione, differenziato per mese e per fascia oraria, calcolato dall’Acquirente Unico, sulla base degli effettivi costi sostenuti, a consuntivo su base mensile, per l’approvvigionamento dell’energia destinata al servizio di maggior tutela: nel prezzo di cessione sono, pertanto, ricompresi gli oneri relativi all’approvvigionamento dell’energia all’ingrosso<sup>23</sup> e gli oneri relativi ai corrispettivi di dispacciamento, inclusi i corrispettivi di sbilanciamento effettivo; il prezzo di cessione è ulteriormente maggiorato per tenere conto del corrispettivo a copertura dei costi di funzionamento dell’Acquirente Unico medesimo.
- 7.5. L’applicazione del prezzo di cessione garantisce la copertura dei costi dell’Acquirente Unico con riferimento alle procedure di *settlement* mensile. A seguito del conguaglio annuale load profiling, l’Acquirente Unico, per ciascuna area di riferimento, procede a ripartire ciascuna partita economica di conguaglio fra gli esercenti la maggior tutela operanti nella medesima area proporzionalmente a quanto fatturato a ciascuno di questi soggetti nel mese e nella fascia oraria cui la medesima partita si riferisce.
- 7.6. L’energia attribuita a ciascun esercente, calcolata a partire dal PRA, quindi come differenza fra quanto immesso nell’area di riferimento e quanto prelevato dalla medesima area di riferimento, comprende:
- a) l’energia effettivamente prelevata dai punti di prelievo in maggior tutela localizzati nel proprio ambito territoriale<sup>24</sup>;
  - b) l’energia sottesa agli usi propri di trasmissione e distribuzione prelevata nel proprio ambito territoriale;
  - c) l’energia sottesa al delta perdite<sup>25</sup>, sulla rete di distribuzione del proprio ambito territoriale.

---

<sup>22</sup> L’ambito territoriale di ciascun esercente la maggior tutela coincide con l’ambito territoriale su cui insiste la propria rete di distribuzione, se l’esercente è anche un’impresa distributrice, oppure con l’ambito territoriale su cui insiste la rete di distribuzione dell’impresa distributrice appartenente al suo stesso gruppo, se l’esercente è diverso dall’impresa distributrice ai sensi della legge 125/2007.

<sup>23</sup> Sono inclusi negli oneri di approvvigionamento dell’energia anche i costi sostenuti dall’Acquirente Unico per l’acquisto di energia tramite contratti di compravendita a termine e per l’acquisto di strumenti di copertura contro la volatilità del prezzo di mercato.

<sup>24</sup> Tale dato non è ancora noto, in quanto le misure dei prelievi di tali punti sono note solamente in sede di perequazione.

<sup>25</sup> Il delta perdite è la differenza (positiva o negativa) fra le perdite effettive occorse in una rete di distribuzione e le perdite standard determinate tramite l’applicazione dei coefficienti di cui alla tabella 8 della deliberazione n. 111/06.

- 7.7. La perequazione copre i costi sostenuti per l'approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti serviti in maggior tutela, tenendo conto dei ricavi conseguiti dall'applicazione dei corrispettivi PED ai clienti finali, nonché delle partite economiche relative al delta perdite e agli usi propri di trasmissione e distribuzione. A tale fine nell'ambito della perequazione occorre addivenire ad una corretta ripartizione dell'energia elettrica approvvigionata da ciascun esercente<sup>26</sup> tra clienti finali e gestori di rete per usi propri e delta perdite.
- 7.8. L'esercente la maggior tutela riceve, con riferimento a ciascun anno solare, la differenza fra i costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti serviti in maggior tutela e i ricavi ottenuti:
- dall'applicazione dei corrispettivi PED ai clienti finali;
  - dall'applicazione del prezzo di cessione ai gestori di rete relativamente all'energia sottesa agli usi propri di trasmissione e distribuzione.
- Questa differenza copre non solo le differenze fra i livelli dei prezzi di cessione e i livelli dei corrispettivi PED applicati ai clienti finali, ma anche i costi/ricavi sottesi alla valorizzazione del delta perdite a carico delle imprese distributrici.
- 7.9. La tabella 3 riassume l'impatto di ciascuna tipologia di dato di misura sulle varie partite di perequazione: le immissioni degli impianti di produzione su RTN sono l'unico dato che non ha influenza sulle partite di perequazione; tutti gli altri dati di misura rientrano, invece, nella determinazione delle partite di perequazione per via diretta o indiretta per il tramite del PRA.

### **Partite di perequazione e rettifiche di *settlement***

- 7.10. Ai sensi del TIV, la determinazione delle partite di perequazione avviene entro il 31 ottobre dell'anno successivo a quello di competenza sulla base dei dati comunicati dagli esercenti la maggior tutela e dalle imprese distributrici entro il 30 settembre immediatamente precedente. Per tale processo sono, pertanto, disponibili i dati di misura orari ed il PRA rettificato in esito rettifiche di *settlement*<sup>27</sup>.

#### Conguaglio load profiling ed esercente la maggior tutela.

- 7.11. In sede di perequazione i costi/ricavi sostenuti dall'AU in esito al conguaglio load profiling sono ribaltati agli esercenti la maggior tutela; in tali costi sono anche ricomprese le partite economiche insorgenti dalle rettifiche di *settlement* (rettifiche dell'energia prelevata dai punti di prelievo trattati su base oraria; rettifiche di PRA).

---

<sup>26</sup> Su base mensile attraverso la quota del PRA e il prelievo effettivo dei punti trattati su base oraria ed in sede di conguaglio load profiling, attraverso la partita economica di sua competenza.

<sup>27</sup> Si veda il capitolo 5.

Descrizione dato	Impatto sulla perequazione	Partite esercente maggior tutela	Partite distributori per usi propri	Delta perdite distributori
Immissioni impianti di produzione su RTN	NO	NO	NO	NO
Immissioni impianti di produzione su rete di distribuzione	Tramite il PRA	SI	NO	SI
Prelievi da RTN	Tramite il PRA	SI	NO	SI
Scambi fra reti di distribuzione	Tramite il PRA	SI	NO	SI
Dati di prelievo orari	Tramite il PRA	SI	NO	SI
Dati di prelievo non orari mercato libero	Tramite conguaglio load profiling e energia destinata alla maggior tutela	SI	NO	SI
Usi propri trasmissione e distribuzione	SI	SI	SI	SI
Dati di prelievo per fasce maggior tutela	SI	SI	NO	SI
Dati di prelievo monorari maggior tutela	SI	SI	NO	SI

**Tabella 3**– Impatto delle varie tipologie di dati di misura sulle partite di perequazione.

#### Altre partite di perequazione

7.12. Nelle intenzioni dell’Autorità, la determinazione delle partite di perequazione si basa sull’energia prelevata dai punti di prelievo trattati su base oraria corretta in esito alle rettifiche di *settlement* e sul PRA rettificato. Questa scelta valorizza il delta perdite a carico delle imprese distributrici allineata con il profilo effettivo del PRA.

**Q18.** Si ritiene coerente l’utilizzo dei dati rettificati ai fini della perequazione? In alternativa che soluzione potrebbe essere attuata?

## **Partite di perequazione e rettifiche tardive.**

- 7.13. Qualunque tipo di rettifica tardiva determina una partita economica di competenza dell'AU o per il tramite delle rettifiche di PRA o per il tramite delle rettifiche all'energia prelevata dai punti di prelievo non trattati su base oraria inseriti nei contratti di dispacciamento degli Udd diversi dall'AU. Ciò comporta la necessità di rivedere le partite di perequazione.
- 7.14. Stante la coincidenza in ciascun anno  $n$  fra le sessioni relative alle rettifiche tardive, la sessione SEM2 e il conguaglio load profiling, le partite economiche dell'AU inerenti le rettifiche tardive relative agli anni  $\leq n-2$  ai fini della perequazione possono essere ricomprese nelle partite di conguaglio load profiling relative all'anno  $n-1$ , entrando nei meccanismi di perequazione dell'anno  $n-1$  medesimo.
- 7.15. Analogamente, per gli oneri a carico degli esercenti la maggior tutela per effetto delle rettifiche all'energia prelevata dai punti di prelievo corrispondenti a clienti finali in maggior tutela. Tali oneri sono liquidati nell'ambito della perequazione relativa all'anno di fatturazione, senza dover riaprire le partite di perequazione dell'anno di competenza della rettifica.
- 7.16. Le rettifiche tardive hanno anche un impatto sul delta perdite delle reti di distribuzione: eccettuate le rettifiche all'energia immessa dai punti di immissione connessi alla rete di trasmissione nazionale, tutte le altre rettifiche comportano una modifica analoga del delta perdite. Ad esempio se l'energia prelevata da un punto di prelievo aumenta, conseguentemente diminuisce il delta perdite.
- 7.17. In caso di rettifiche tardive, l'Autorità intende prevedere il ricalcolo del delta perdite a carico di ciascuna impresa distributrice e la sua valorizzazione al prezzo originariamente applicato nella perequazione dell'anno di competenza<sup>28</sup>. Tale determinazione avviene secondo le usuali tempistiche previste per la perequazione.

- Q19. Come si potrebbe prevedere il ricalcolo del delta perdite di ciascuna impresa distributrice?
- Q20. Si ritiene coerente che le partite economiche a carico dell'Acquirente Unico, ancorché riferite a rettifiche tardive relative agli anni  $\leq n-2$ , trovino copertura nella perequazione dell'anno  $n-1$  unitamente alle partite inerenti il conguaglio load profiling e la sessione SEM2 relativi all'anno  $n-1$  medesimo?
- Q21. Si ritiene coerente che le partite economiche a carico degli esercenti la maggior tutela insorgenti da rettifiche tardive trovino copertura nella perequazione relativa all'anno in cui sono liquidate e non all'anno di competenza di dette rettifiche?

## **8. Le rettifiche alle immissioni**

### **Introduzione**

- 8.1. Nel primo documento per la consultazione l'Autorità, in linea con quanto previsto nel procedimento avviato con la deliberazione ARG/elt 5/08, ha focalizzato la propria attenzione esclusivamente sulle partite economiche relative ai punti di prelievo.

<sup>28</sup> Tale prezzo è basato sul PRA rettificato in esito alle rettifiche di *settlement*.

- 8.2. Per completare la trattazione, l’Autorità intende predisporre dei meccanismi semplificati di gestione delle partite economiche insorgenti da rettifiche anche per i punti di immissione.
- 8.3. La deliberazione ARG/elt 178/08 ha uniformato il trattamento delle immissioni ai fini dell’erogazione del servizio di dispacciamento con quello del prelievo prevedendo:
- a) il trattamento su base oraria per tutti i punti di immissione in altissima, alta e media tensione e in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 55 kW, purchè dotati di misuratore orario o di misuratore elettronico messo in servizio<sup>29</sup>;
  - b) il trattamento per fasce per tutti i punti di immissione in bassa tensione con potenza disponibile pari o inferiore a 55 kW dotati di misuratore elettronico messo in servizio;
  - c) il trattamento monorario per tutti i punti di immissione diversi da quelli di cui alle lettere a) e b).
- 8.4. Ai fini della procedura di *settlement* mensile Terna riceve dalle imprese distributrici la curva oraria di immissione di ciascun impianto di produzione<sup>30</sup> determinata:
- a) per i punti di immissione trattati su base oraria, sulla base delle effettive misure orarie;
  - b) per i punti di immissione trattati per fasce, sulla base di un profilo costante in ciascuna ora della fascia oraria calcolato a partire dai dati di immissione per fascia rilevati su base mensile;
  - c) per i punti di immissione trattati monorari, sulla base di un profilo costante in ciascuna ora del mese, calcolato a partire dai dati di immissione monorari rilevati su base mensile oppure opportunamente stimati dall’impresa distributtrice.
- 8.5. Tutti i dati suddetti, siano essi rilevati su base oraria, oppure per fasce o monorari, possono essere soggetti tanto a rettifiche di *settlement* quanto a rettifiche tardive. In particolare i dati monorari stimati dalle imprese distributrici sono soggetti a rettifica a seguito dell’effettiva lettura dell’energia immessa dal punto di prelievo, prevista su base annuale entro il 28 febbraio.

### **Le rettifiche di *settlement* per le immissioni**

- 8.6. L’Autorità, per esigenze di semplicità amministrativa e contabile, intende estendere alle immissioni le stesse disposizioni previste per il prelievo, laddove applicabili.
- 8.7. Nella sessione SEM1 l’energia immessa da ciascun UdD è ricalcolata per tenere conto di eventuali rettifiche, tanto ai dati trattati su base oraria tanto ai dati monorari e per fascia, pervenute entro il 20 ottobre di ciascun anno con riferimento ai mesi da gennaio a giugno. Contestualmente sono ricalcolati gli sbilanciamenti effettivi e i corrispettivi di dispacciamento il cui valore unitario è assunto pari a quello originariamente utilizzato nella procedura di *settlement* mensile.
- 8.8. Terna determina le partite economiche entro il 30 novembre e aggiorna l’esposizione debitoria degli UdD.
- 8.9. Nella sessione SEM2 si applicano le medesime modalità di determinazione delle partite economiche di cui alla sessione SEM1: le rettifiche sono inviate entro il 20 aprile, le partite

---

<sup>29</sup> Il trattamento orario per i punti in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 55 kW decorre dall’1 gennaio 2010; fino al 31 dicembre 2009 si applica il trattamento per fasce.

<sup>30</sup> Ad eccezione degli impianti di cui alla deliberazione ARG/elt 74/08 relativa allo scambio sul posto con potenza disponibile inferiore a 55 kW per i quali Terna riceve un profilo orario aggregato per area di riferimento.



economiche sono determinate entro il 31 maggio e la liquidazione avviene entro il 15 giugno<sup>31</sup>.

### Le rettifiche tardive per le immissioni

8.10. Si applicano le medesime tempistiche previste per le rettifiche dei dati di prelievo, nonché le medesime modalità di determinazione delle partite economiche previste nella sessione SEM1 e SEM2.

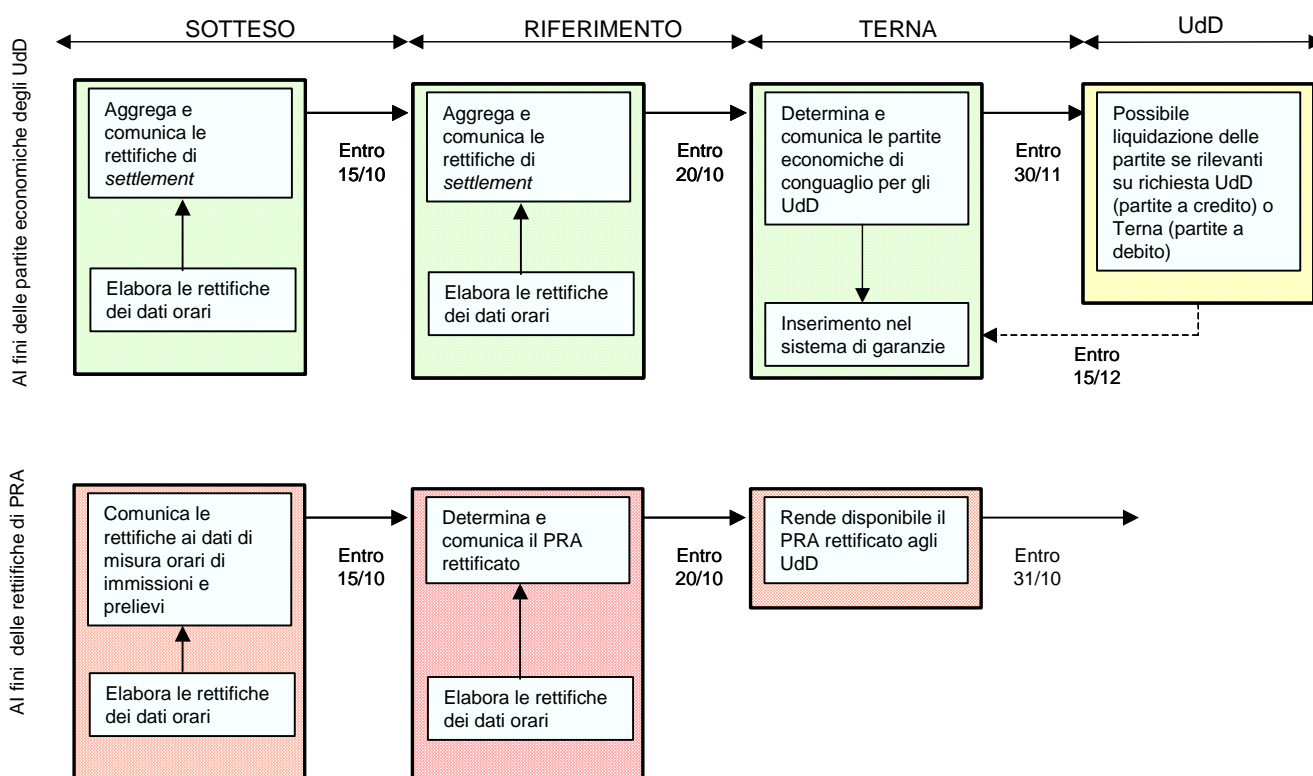
8.11. Le rettifiche sono inviate entro il 20 aprile, con determinazione delle partite entro il 31 maggio e liquidazione entro il 15 giugno, con l'applicazione dei medesimi sconti e delle maggiorazioni previste per i punti di prelievo.

**Q22.** Si ritiene opportuna l'estensione alle rettifiche sulle immissioni delle stesse modalità del prelievo? Oppure è preferibile una soluzione differente?

## 9. Trasparenza delle informazioni e flussi informativi

### Le rettifiche di *settlement*

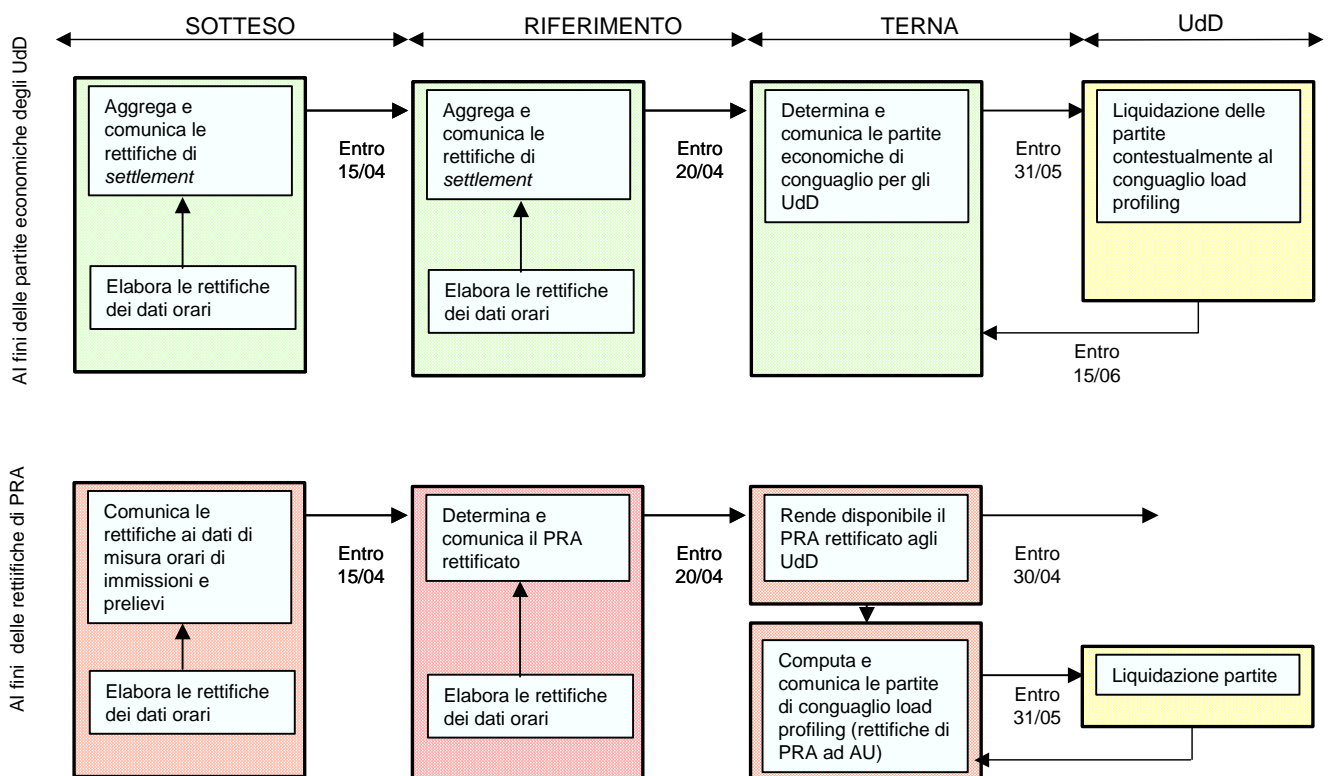
9.1. La figura 8 riassume i flussi informativi e le tempistiche relative alla sessione SEM1.



**Figura 8** – Tempistiche e flussi informativi per la sessione SEM1

<sup>31</sup> La liquidazione tiene conto anche delle partite economiche determinate nella sessione SEM1.

- 9.2. Le rettifiche di PRA, pur se attribuite all'AU solamente nell'ambito della sessione SEM2, sono comunque comunicate a Terna dalle imprese distributrici anche per la sessione SEM1 per consentire a Terna un riscontro fra i dati di misura orari e i dati di misura non orari, nonché una celere pubblicazione del PRA rettificato a beneficio dell'attività previsionale degli UdD, almeno in forma preliminare, dal momento che il PRA rettificato definitivo in esito alle rettifiche di *settlement* sarà pubblicato a seguito della sessione SEM2.
- 9.3. In particolare il PRA rettificato è reso disponibile da Terna a tutti gli UdD entro pochi giorni dall'avvenuta ricezione di tale dato dalle imprese distributrici di riferimento: tale pubblicazione è, infatti, necessaria per consentire agli UdD di avere i migliori dati disponibili per le attività inerenti le previsioni di PRA, soprattutto in presenza di rettifiche che correggano gli errori sistematici e migliorino la qualità del dato stesso.
- 9.4. La figura 9 riassume i flussi informativi relativi alla sessione SEM2: il contenuto dei flussi informativi è simile a quello della sessione SEM1, con l'aggiunta, per le rettifiche di PRA della determinazione della partita economica di competenza dell'AU.



**Figura 9** – Tempistiche e flussi informativi per la sessione SEM2

- Q23.** Le tempistiche di comunicazione dei dati da parte delle imprese distributrici sottese sono coerenti?
- Q24.** Si concorda con la necessità di rendere disponibile agli UdD il PRA rettificato non appena disponibile, anche in termini preliminari nell'ambito della sessione SEM1?

## Le rettifiche tardive

- 9.5. La figura 10 riporta i flussi informativi relativi alle rettifiche tardive: rispetto alle rettifiche di settlement compare un flusso ulteriore relativo alle rettifiche dei dati non orari che comportano l'aggiornamento delle partite di conguaglio load profiling.
- 9.6. Anche in caso di rettifiche tardive è fatto obbligo a Terna di mettere a disposizione degli UdD il PRA corretto in esito alle rettifiche tardive per consentire loro di utilizzare tale dato nelle loro attività previsionali.

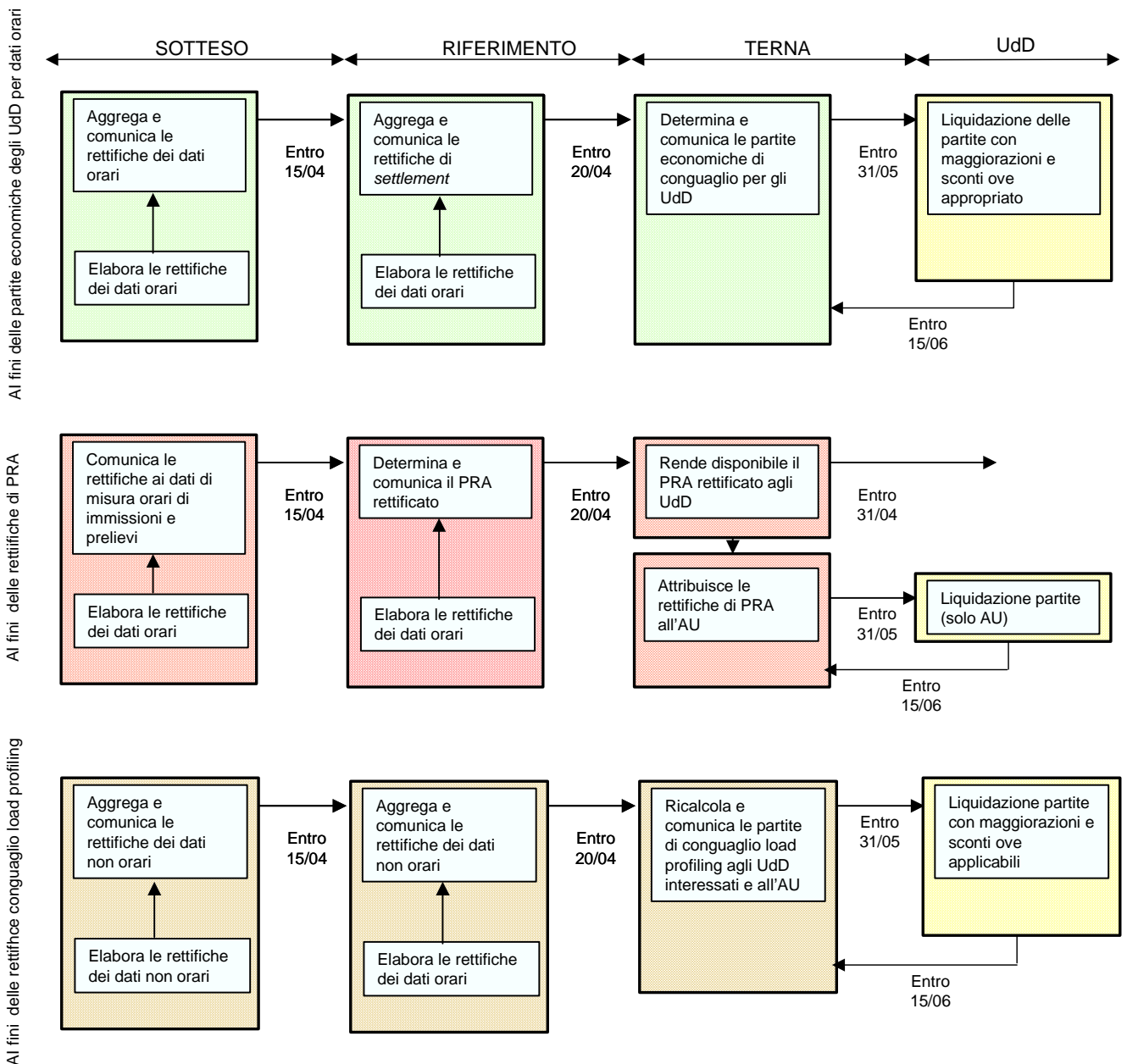


Figura 10 – Tempistiche e flussi informativi per le rettifiche tardive

Q25. Le tempistiche di comunicazione dei dati da parte delle imprese distributrici sottese sono coerenti?

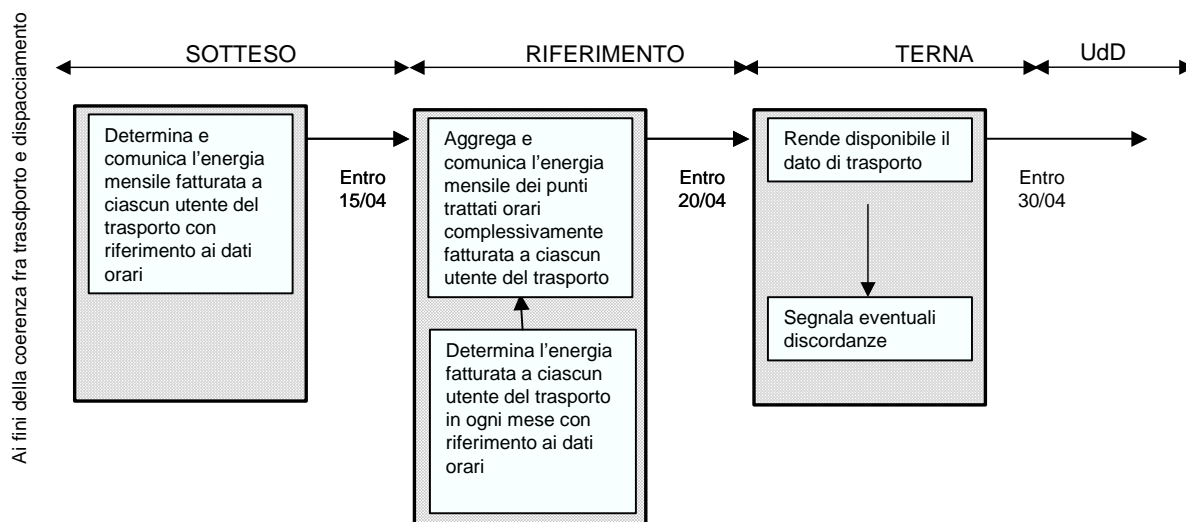
## Coerenza dei flussi informativi: dati orari

- 9.7. Per i punti di prelievo trattati su base oraria, gli operatori della vendita:
- a) in quanto utenti del trasporto ricevono dalle imprese distributrici i dati di misura dei punti di prelievo inclusi nel proprio contratto di trasporto entro il quinto giorno del mese successivo a quello di competenza (comma 18.5 del TIV);
  - b) in quanto UdD ricevono dalle imprese distributrici i dati di misura dei punti di prelievo inclusi nel proprio contratto di dispacciamento entro il giorno 20 del mese successivo a quello di competenza (comma 35.5 della deliberazione n. 111/06);
  - c) in quanto UdD ricevono da Terna entro il sest'ultimo giorno lavorativo del mese successivo a quello di competenza, i dati aggregati relativi ai propri punti di dispacciamento, suddivisi per area di riferimento (comma 35.6 della deliberazione n. 111/06).
- 9.8. I due flussi provenienti dalle imprese distributrici, pur se riferiti ai medesimi punti di prelievo<sup>32</sup>, non sono tra loro identici, in quanto i dati inviati ai fini del trasporto sono non validati, mentre quelli comunicati ai fini del dispacciamento sono stati oggetto di validazione: ciò ne giustifica eventuali discrepanze.
- 9.9. I due flussi inerenti il dispacciamento, invece, pur se provenienti da soggetti diversi, devono essere coerenti fra di loro: in particolare la somma dei dati di prelievo disaggregati forniti dalle imprese distributrici deve coincidere con il dato di prelievo aggregato comunicato da Terna ed utilizzato ai fini della valorizzazione del servizio di dispacciamento. Di fatto, pertanto, i due flussi hanno lo stesso contenuto informativo per l'UdD: l'Autorità ha, tuttavia, voluto prevederli entrambi per trasparenza e per permettere attività di riscontro agli UdD.
- 9.10. Un ulteriore strumento di verifica per gli operatori della vendita è dato dalla fattura del trasporto emessa dall'impresa distributtrice: a meno di rettifiche ai dati di misura insorte successivamente al giorno 20 del mese successivo a quello di competenza, l'energia fatturata ai fini del trasporto dovrebbe essere, infatti, identica a quella comunicata nel medesimo mese di riferimento ai fini del dispacciamento; eventuali differenze sono indice di qualche anomalia nei processi di fatturazione ed aggregazione operati dalle imprese distributrici.
- 9.11. Al fine di evidenziare le predette anomalie, con riferimento ai conguagli relativi all'anno 2006, la deliberazione ARG/elt 110/08 ha previsto la fatturazione delle partite di conguaglio di competenza di ciascun UdD solamente in presenza di una discrepanza fra energia di trasporto e energia di dispacciamento inferiore al 5% della maggiore delle due.
- 9.12. E' nelle intenzioni dell'Autorità applicare un controllo analogo anche in sede della gestione a regime delle rettifiche dei dati di misura.
- 9.13. A tale scopo, per le rettifiche di *settlement* in sede di comunicazione dei dati per la sessione SEM2<sup>33</sup> si prevede il flusso informativo aggiuntivo fra imprese distributrici e Terna di cui alla figura 11.

---

<sup>32</sup> Per ciascun punto di prelievo utente del trasporto e UdD coincidono.

<sup>33</sup> Si ritiene opportuno prevedere una sola verifica su base annuale da effettuarsi contestualmente al termine ultimo delle rettifiche di *settlement*, per permettere la verifica della coerenza sia dell'energia prelevata dai punti trattati orari sia dell'energia prelevata dai punti non trattati orari.



**Figura 11** - Flusso informativo per coerenza dati di misura orari

9.14. La fatturazione e la conseguente liquidazione delle partite economiche insorgenti dalle rettifiche di *settlement* avviene esclusivamente se l'energia mensile fatturata ai fini del trasporto con riferimento ai punti di prelievo trattati su base oraria è uguale all'energia mensile comunicata dalle imprese distributrici a Terna con riferimento al servizio di dispacciamento. In caso contrario Terna avvia una procedura di verifica della discrepanza fra i due dati, avvisando l'Autorità e coinvolgendo, se opportuno, l'UdD direttamente impattato dall'errore.

9.15. Un meccanismo analogo avviene anche per le rettifiche tardive.

**Q26.** E' opportuno prevedere, ai fini della fatturazione delle partite di conguaglio relative ai punti di prelievo trattati su base oraria, la concordanza fra energia fatturata ai fini del trasporto e energia fatturata ai fini del dispacciamento, oppure è preferibile inserire una soglia di tolleranza, ad esempio del 2%?

### Coerenza dei flussi informativi: dati non orari

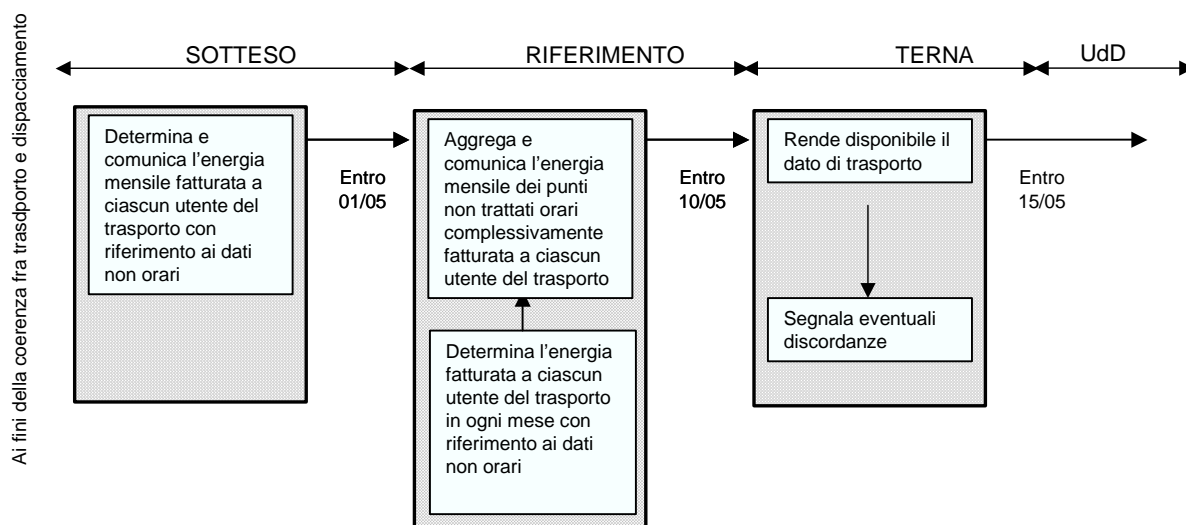
9.16. Per i punti di prelievo non trattati su base oraria, gli operatori della vendita:

- a) in quanto utenti del trasporto ricevono dalle imprese distributrici i dati di misura dei punti di prelievo inclusi nel proprio contratto di trasporto entro 20 giorni dalla rilevazione del dato di misura per i punti di prelievo trattati per fasce o del tentativo di rilevazione per i punti di prelievo trattati monorari (comma 18.3 del TIV);
- b) in quanto UdD entro il sest'ultimo giorno lavorativo di ciascun mese ricevono da Terna il PRA del mese precedente e il CRPU del mese successivo;
- c) in quanto UdD ricevono da Terna entro il 31 maggio di ciascun anno la partita fisica di conguaglio load profiling, determinata a partire dai dati di misura aggregati comunicati dalle imprese distributrici.

9.17. Note la partita fisica di conguaglio, articolata su base mensile a partire dal 2009 ai sensi del TILP, e l'energia attribuita in sede di *settlement* mensile (prodotto del PRA per CRPU), gli UdD possono risalire all'energia effettivamente prelevata dai punti di prelievo non trattati su

base oraria inclusi nel proprio contratto di dispacciamento, così come comunicata a Terna dalle imprese distributrici.

- 9.18. In generale tale energia non è necessariamente identica a quella fatturata dalle imprese distributrici ai fini del trasporto: se per i punti di prelievo trattati per fasce, la sincronizzazione della rilevazione dei dati di misura a fine mese garantisce, a meno di rettifiche, l'identità fra energia fatturata per il trasporto e energia comunicata ai fini del dispacciamento, per i punti trattati monorari il vigente tentativo di rilevazione su base annuale<sup>34</sup>, potrebbe ingenerare delle differenze fra quanto fatturato dalle imprese distributrici per il trasporto (basato sulle rilevazioni effettive e sull'applicazione del criterio del pro-rata giorno) e quanto comunicato dalle medesime a Terna ai fini del servizio di dispacciamento (basato su una suddivisione del dato monorario nei mesi dell'anno in funzione dell'andamento del PRA al netto dell'energia prelevata dai punti di prelievo trattati per fasce).
- 9.19. L'Autorità, pur in presenza di questa possibile discrepanza, intende comunque istituire una verifica di coerenza sui dati di misura dei punti di prelievo non trattati su base oraria analogo a quello previsto per i punti di prelievo trattati su base oraria, da applicarsi non su base mensile, bensì su base annuale.
- 9.20. A tale scopo, in sede di comunicazione dei dati per il conguaglio load profiling, si prevede il flusso informativo aggiuntivo fra imprese distributrici e Terna di cui alla figura 12, analogo a quello della figura 11, ma riferito ai soli punti di prelievo non trattati su base oraria e allineato con le tempistiche di comunicazione dei dati di prelievo non trattati su base oraria di cui al TILP.



**Figura 12** - Flusso informativo per coerenza dati di misura non orari

- 9.21. La fatturazione e la conseguente liquidazione delle partite economiche relative al conguaglio load profiling avviene esclusivamente se la differenza fra l'energia complessivamente fatturata nell'anno ai fini del trasporto con riferimento ai punti di prelievo non trattati su base oraria e l'energia complessivamente comunicata nell'anno dalle imprese distributrici a Terna con riferimento al servizio di dispacciamento è inferiore al 5% della maggiore delle due. In caso contrario Terna avvia una procedura di verifica della discrepanza fra i due dati, avvisando l'Autorità e coinvolgendo, se opportuno, l'UdD direttamente impattato dall'errore.

<sup>34</sup> Per i punti di prelievo con potenza disponibile superiore a 16.5 kW il tentativo di lettura è su base mensile ai sensi del TIV.

9.22. Un meccanismo analogo avviene anche per le rettifiche tardive.

- Q27. E' opportuno, ai fini della fatturazione delle partite di conguaglio relative ai punti di prelievo non trattati su base oraria, verificare la concordanza fra energia fatturata ai fini del trasporto e energia fatturata ai fini del dispacciamento su base annuale oppure sarebbe preferibile una verifica su base mensile?
- Q28. Si concorda con la soglia di tolleranza del 5% fini della fatturazione delle partite di conguaglio relative ai punti di prelievo non trattati su base oraria? In caso contrario quale sarebbe il valore ottimale di detta soglia?

## 10. La gestione delle rettifiche relative all'anno 2008

- 10.1. L'Autorità per l'anno 2008 intende attuare le disposizioni di cui al presente documento con riferimento alle sole rettifiche tardive, con ciò dando conclusione alla normativa del load profiling di cui al TILP che ha fissato al 10 maggio 2009 il termine ultimo per l'invio a Terna dei dati inerenti il conguaglio load profiling, rinviando ad un apposito provvedimento le modalità di gestione delle rettifiche ai dati di misura pervenute dopo tale data.
- 10.2. Per le rettifiche di *settlement* l'Autorità intende inserire elementi di gradualità: nessun adempimento è previsto per le imprese distributrici per le rettifiche di *settlement*, tuttavia eventuali rettifiche già pervenute sono comunque valorizzate e le relative partite liquidate contestualmente al conguaglio load profiling, come previsto dalla normativa a regime.
- 10.3. Per i dati di misura relativi all'anno 2009 troveranno, invece, completa applicazione le disposizioni in materia di rettifiche dei dati di misura di cui al presente documento, con attuazione tanto delle sessioni SEM1 e SEM2 relative alle rettifiche di *settlement*, tanto delle sessioni relative alle rettifiche tardive.

- Q29. Si concorda con gli elementi di gradualità introdotti dall'Autorità per le rettifiche relative all'anno 2008?
- Q30. Si ritiene accettabile che le partite economiche insorgenti da rettifiche comunicate dalle imprese distributrici entro i termini del conguaglio load profiling siano determinate sulla base delle disposizioni relative alla sessione SEM2? Oppure si ritiene preferibile non tenerne conto e rinviare la gestione di dette rettifiche alla sessione relativa alle rettifiche tardive prevista per maggio – giugno 2010?