



# **DISCIPLINA DELLO SCAMBIO SUL POSTO**

*Regole tecniche*

*Determinazione del contributo in conto scambio  
ai sensi dell'articolo 10 del TISP*

**- EDIZIONE n. 3 -**

**Gennaio 2011**

## Indice

- 1. Premessa**
- 2. Flussi informativi**
  - 2.1 Gestori di rete
  - 2.2 Imprese di vendita
- 3. Struttura dei corrispettivi regolati**
  - 3.1 Corrispettivi per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura di energia elettrica  $C_{DTM}$
  - 3.2 Corrispettivi per i servizi di dispacciamento  $C_{disp}$
  - 3.3 Oneri generali di sistema: componenti A, UC ed MCT
  - 3.4 Introduzione alle tariffe
  - 3.5 Tariffa A: Clienti finali domestici in regime di maggior tutela [con Tariffa D3, D3] in regime di maggior tutela
  - 3.6 Tariffa B: altri clienti finali in regime di maggior tutela
  - 3.7 Tariffa C: Clienti finali domestici [con Tariffa D2, D3] sul mercato libero
  - 3.8 Tariffa D: altri clienti finali sul mercato libero o in regime di salvaguardia
- 4. Modelli di calcolo per la determinazione del contributo in conto scambio ( $C_s$ ) ai sensi dell'articolo 10 del TISP**
  - 4.1 Definizioni
  - 4.2 Contributo in conto scambio ( $C_s$ ) su base annuale
  - 4.3 Determinazione dell'onere  $O_E$
  - 4.4 Determinazione del controvalore dell'energia elettrica immessa  $C_{EI}$
  - 4.5 Determinazione della parte unitaria variabile dell'onere sostenuto dall'USSP per il pagamento dei servizi di trasporto e di dispacciamento  $C_{US}$
  - 4.6 Determinazione e regolazione del contributo in conto scambio ( $C_s$ ) a conguaglio su base annuale solare
  - 4.7 Modello utilizzato per la determinazione e regolazione del contributo in conto scambio ( $C_s$ ) in acconto su base semestrale
  - 4.8 Tempistiche di pubblicazione sul Portale web del contributo in conto scambio in acconto e a conguaglio, dei corrispettivi amministrativi e di relativa regolazione economica
  - 4.9 Determinazione del contributo in conto scambio in presenza di "switching" dell'USSP e/o di variazione dei parametri contrattuali con la medesima impresa di vendita

*4.10 Criteri di calcolo nei casi in cui a un unico punto di scambio risultano collegati più impianti di produzione di diversa tipologia aventi diritto al servizio di SSP [multi-istanza]*

*4.11 Gestioni delle anomalie e comunicazioni*

## **5. Indicatori relativi al servizio di scambio sul posto**

*5.1 Definizioni*

*5.2 Indicatori sui dati trasmessi da parte del gestore di rete*

*5.3 Indicatori sui dati trasmessi da parte dell'impresa di vendita*

*5.4 Indicatori sulle pubblicazioni ed erogazioni dei contributi in conto scambio da parte del GSE*

## 1. Premessa

L'articolo 10, comma 10.1 del TISP, prevede che il GSE predispona e trasmetta all'Autorità un documento contenente i criteri puntuali di calcolo per l'applicazione del medesimo provvedimento, oltre che i criteri di calcolo da applicarsi nei casi in cui ad un unico punto di scambio risultino collegati più impianti di produzione di diversa tipologia aventi diritto ad accedere al servizio di scambio sul posto (di seguito: SSP).

Il medesimo articolo prevede che tale documento sia positivamente verificato da parte del Direttore della Direzione Mercati dell'Autorità.

Nello specifico i criteri puntuali di determinazione da parte del GSE del contributo in conto scambio riguardano:

- la determinazione e la regolazione del contributo in conto scambio (di seguito indicato anche come contributo  $C_s$ ) a conguaglio su base annuale solare;
- la determinazione e la regolazione periodica del contributo in conto scambio in acconto;
- i criteri di calcolo nei casi in cui ad un unico punto di scambio risultano collegati più impianti di produzione di diversa tipologia aventi diritto al servizio di SSP.

Per garantire un'efficace gestione dell'intera disciplina dello SSP e una corretta valorizzazione di tutti i corrispettivi che rientrano nel calcolo del contributo  $C_s$ , è previsto un flusso di dati tra imprese di vendita, gestori di rete e GSE.

In particolare, i dati necessari per la determinazione del contributo in conto scambio ( $C_s$ ), sono:

- dati mensili delle misure dell'energia elettrica immessa [trasmessi dal soggetto responsabile della raccolta, rilevazione e registrazione della misura];
- dati mensili delle misure dell'energia elettrica prelevata [trasmessi dal soggetto responsabile della raccolta, rilevazione e registrazione della misura];
- dati mensili e dati annuali caratteristici della fornitura [trasmessi dall'impresa di vendita].

Tutto ciò premesso, al fine di rappresentare le modalità di calcolo, è necessario descrivere brevemente la parte di processo relativa alla gestione dei flussi informativi con i vari operatori coinvolti.

Tutti i flussi informativi descritti di seguito, sono ritenuti essenziali per l'erogazione del contributo  $C_s$ , sia in acconto sia a conguaglio, e sono da ritenersi come obblighi informativi a carico degli operatori aventi causa.

La gestione dei flussi informativi avviene attraverso interfaccia web. A tale fine il GSE predispona per i gestori di rete e per le imprese di vendita degli appositi portali informativi attraverso i quali i soggetti interessati potranno inviare al GSE le informazioni necessarie per la gestione dello SSP.

E' previsto che i gestori di rete e le imprese di vendita si accreditino presso il GSE; inoltre, i gestori di rete che nel regime di erogazione dello SSP regolato dalla delibera AEEG n. 28/06 erano gestori contraenti, devono trasmettere i dati anagrafici dei soggetti che risultano già essere utenti dello scambio sul posto (di seguito: USSP) ai sensi della medesima delibera.

Le regole definite nell'ambito di tale documento riportano altresì le specificità di calcolo introdotte dalla deliberazione ARG/elt 186/09 in applicazione dell'articolo 27, commi 4 e 5 della legge n. 99/09.

In particolare, ai sensi dell'articolo 27, commi 4 e 5, della legge n. 99/09 la disciplina dello scambio sul posto è da applicare anche in assenza del vincolo della coincidenza tra il punto di immissione e il punto di prelievo per i seguenti USSP:

- a) i Comuni con popolazione fino a 20.000 residenti (o un soggetto terzo previo mandato), nel caso in cui gli impianti ammessi allo scambio sul posto, di potenza fino a 200 kW, siano di proprietà dei medesimi Comuni;
- b) il Ministero della Difesa (o un soggetto terzo previo mandato), nel caso in cui gli impianti ammessi allo scambio sul posto, di potenza anche superiore a 200 kW, siano realizzati su siti di proprietà del demanio dello Stato.

Nei casi previsti al punto a) e b), l'utente dello scambio sul posto sottoscrive con il GSE un'unica convenzione per una pluralità di punti di prelievo e di punti di immissione. Tale dominio di punti di connessione non può essere modificato in aumento nel corso dell'anno solare nell'ambito della medesima convenzione vigente; è possibile una modifica del dominio dei punti da ricomprendere nell'ambito della medesima convenzione vigente esclusivamente in diminuzione così come definito dallo schema di convenzione pubblicato sul sito web del GSE. Nel caso in cui l'utente dello scambio sul posto voglia ricomprendere un nuovo punto di connessione (in immissione o in prelievo o misto) nello stesso anno solare, dovrà sottoscrivere una nuova convenzione con il GSE con le modalità definite e rese pubbliche dal GSE sul proprio sito web.

## 2.1 Gestori di rete

I gestori di rete trasmettono al GSE le seguenti informazioni:

- i dati anagrafici, che devono essere acquisiti dal GSE per l'esatta identificazione dell'impianto e la conseguente attivazione della convenzione;
- le misure dell'energia elettrica immessa e prelevata mensilmente rilevata sul punto di scambio.

Nella tabella riportata di seguito sono indicati i dati richiesti (nella colonna ELEMENTI) e le relative esigenze del GSE (nelle colonne GESTORE DI RETE).

Nella prima colonna (A) è indicata la necessità, per il GSE, di storicizzare i dati acquisiti poiché essenziali per l'individuazione univoca dell'impianto, affinché possa essere correttamente compiuto il calcolo del contributo in conto scambio (in acconto o in conguaglio).

Nella seconda colonna (B) sono indicati i dati necessari per l'attivazione dell'istanza. Il GSE non darà corso allo SSP qualora il dato sia assente. Il flusso inviato dal gestore di rete, se necessario per l'attivazione della convenzione, viene utilizzato per il riscontro e verifica di concordanza con quanto eventualmente richiesto all'USSP. Nei casi in cui siano rilevate delle differenti comunicazioni, il GSE procederà alla necessaria riconciliazione.

Nella terza colonna (C) sono riportati i dati necessari per le determinazioni e per i calcoli del contributo in conto scambio. Si tratta di dati di cui è previsto l'invio mensile per tenere traccia dei possibili cambiamenti che possono verificarsi e per l'aggiornamento delle anagrafiche per nuovi USSP.

Elementi	Gestore di Rete		
	(A) Dato storicizzato	(B) Dato necessario per attivazione Convenzione	(C) Dato necessario per lancio calcoli
<b>RICONOSCIMENTO USSP</b>			
Codice Identificativo impianto (*)			
POD - Point of Delivery	SI	SI	SI
<b>2 - DATI SU FORNITURA</b>			
UdD subentrante (*)	SI	NO	SI
Data di subentro (*)	SI	NO	SI
Potenza disponibile [kW] (*)	SI	NO	SI
Potenza impegnata [kW] (*)	SI	NO	SI
Misura energia immessa mensile	SI	NO	SI
Misura energia prodotta mensile (*)	SI	NO	NO
Misura energia prelevata mensile	SI	NO	SI
<b>3 - PUNTO DI CONNESSIONE ALLA RETE DI DISTRIBUZIONE</b>			
Potenza impegnata in immissione [kW]	SI	NO	NO
Tensione nominale [V]	SI	NO	NO
Codice ISTAT ubicazione del punto di connessione	SI	SI	NO
Caratteristica punto di connessione: punto prelievo (P) / immissione (I) / misto (M)	SI	SI	SI
Titolare punto di connessione P. IVA	SI	SI	SI
Titolare punto di connessione C.F.	SI	SI	SI
<b>4 - CARATTERISTICHE ADM PUNTO DI SCAMBIO</b>			
AdM sul punto di scambio teleleggibile ? (SI/NO)	SI	SI	SI
AdM su punto di scambio bidirezionale (SI/NO)	SI	SI	SI
Matricola del contatore sul punto di scambio	SI	SI	SI
AdM monorario(M)/elettronico per fasce(F)/orario(O) ? (M/F/O)	SI	SI	SI
Data di entrata in esercizio del AdM sul punto di scambio	SI	SI	SI
Numero AdM di produzione (*)	SI	NO	NO
Matricole dei contatori di produzione (*)	SI	NO	NO
Numero di Unità Produttive esistenti sotto il medesimo punto di scambio (*)	SI	NO	NO
<b>5 - DATI ANAGRAFICI UNITA' PRODUTTIVE</b>			
Codice ISTAT ubicazione unità produttiva	SI	NO	NO
Tipologia impiantistica (*)	SI	NO	NO
Data entrata in esercizio	SI	NO	NO
Potenza attiva nominale complessiva dei generatori [kW] (*)	SI	NO	NO
<b>7 - DATI COMMERCIALI</b>			
Saldo in kWh maturato al 31-12-08	SI	NO	NO
Saldo in kWh maturato al 31-12-07	SI	NO	SI
Energia elettrica prodotta nell'anno 2008	SI	NO	SI
Energia elettrica immessa in rete nell'anno 2008	SI	NO	SI
Energia elettrica prelevata dalla rete nell'anno 2008	SI	NO	SI
(*) dati non obbligatori			
(**) dati obbligatori solo in presenza di punti di immissione o misti			

## Flusso anagrafica

Ogni gestore di rete trasmette al GSE i dati necessari per l'attivazione della convenzione e per la successiva gestione del rapporto contrattuale dello SSP con cadenza mensile. L'invio viene effettuato entro il 15 del mese successivo rispetto a quello di competenza dell'energia elettrica in regime di SSP.

Per quanto riguarda gli USSP di cui all'articolo 2, comma 2, lettere i) e ii) della deliberazione ARG/elt 186/09, al fine di attivare le convenzioni con tali soggetti, i gestori di rete devono comunicare i dati relativi alla totalità dei punti di connessione (in immissione, in prelievo e/o misti) da ricomprendere nell'unica convenzione. In assenza di un riscontro su uno o più dei

suddetti punti di connessione, il GSE sospende l'attivazione della convenzione per le proprie attività di riscontro e verifica con i medesimi gestori di rete ed utenti dello scambio.

Il primo invio dei dati anagrafici, previsto dall'art. 5 della deliberazione ARG/elt 74/08, è necessario ai fini dell'attivazione dello schema di scambio sul posto.

### **Flusso misure**

Ogni gestore di rete trasmette al GSE il flusso delle misure con una periodicità mensile, annuale, *una tantum*.

In particolare:

- a) sono trasmessi con periodicità mensile i dati di misura che riguardano l'energia elettrica:
- prelevata – dettaglio mensile aggregato per fasce orarie nei casi in cui è installato sul punto di scambio *un misuratore orario o un misuratore elettronico tele-gestito*;
  - prelevata – dettaglio mensile (unico valore di registro ovvero una stima mensile) nei casi differenti da quelli di cui al precedente alinea;
  - immessa – dettaglio orario<sup>1</sup> per gli impianti collegati su reti con obbligo di connessione di terzi con tensione nominale maggiore di 1kV (reti non BT) e per gli impianti collegati in punti di connessione BT con potenza disponibile<sup>2</sup> maggiore di 55 kW;
  - immessa – dettaglio per fasce nei casi in cui è installato sul punto di scambio *un misuratore orario o un misuratore elettronico tele-gestito* per gli impianti collegati a punti di connessione BT con potenza disponibile fino a 55 kW;
  - immessa – dettaglio mensile (unico valore di registro) nei casi in cui **non** è installato sul punto di scambio *un misuratore orario o un misuratore elettronico tele-gestito* per gli impianti collegati a punti di connessione BT con potenza disponibile superiore ai 16,5 kW;
  - immessa – dettaglio mensile (unico valore di registro o stima dell'energia elettrica immessa) nei casi in cui **non** è installato sul punto di scambio *un misuratore orario o un misuratore elettronico tele-gestito* per gli impianti collegati a punti di connessione BT con potenza disponibile fino a 16,5 kW;
  - per i punti di connessione solo di immissione (o di prelievo), dovrà essere comunicato il dettaglio mensile, anche se uguale a zero, della rispettiva misura di prelievo (o di immissione).

La valorizzazione dell'energia elettrica immessa, così descritta, seguirà l'evoluzione della regolazione vigente, con particolare riferimento sia alla tipologia dei misuratori (misuratore orario, elettronico per fasce, monorario etc.), sia delle soglie di potenza disponibile, sia per l'eventuale determinazione, ricostruzione e/o stima (con i relativi criteri) dei profili di immissione su base oraria e/o per fasce;

- b) ai fini del dispacciamento il gestore di rete deve garantire l'invio al GSE dell'energia elettrica immessa in rete con le stesse tempistiche e modalità con cui le trasmette a Terna ai fini della determinazione e regolazione delle partite commerciali correlate ai corrispettivi di dispacciamento di cui alla deliberazione n. 111/06 e sue successive modifiche e/o integrazioni;

---

<sup>1</sup> Il dettaglio orario dell'energia elettrica immessa in rete con frequenza mensile sarà richiesto dal GSE sulla base delle determinazioni e deliberazioni dell'Autorità.

<sup>2</sup> La potenza disponibile è da intendersi uguale alla potenza disponibile in prelievo.

- c) sono trasmessi con periodicità annuale (anno solare) i dati di misura dell'energia elettrica immessa e dell'energia elettrica prelevata nell'anno precedente (a); tali dati dovranno essere trasmessi al GSE entro il giorno 20 del mese di gennaio dell'anno successivo (a+1) e solo nell'eventualità di rettifiche (nuove rilevazioni, nuove elaborazioni, etc..) da parte del soggetto responsabile delle misure, necessarie per le determinazioni a conguaglio del contributo in conto scambio; i dati sono trasmessi per periodo di competenza con il medesimo dettaglio di cui alla precedente lettera a);
- d) sono trasmessi, *una tantum*, dagli impianti in regime di scambio di cui alla deliberazione n. 28/06, entro il 25 febbraio 2009, i saldi a credito maturati al 31 dicembre 2008, il saldo maturato al 31 dicembre 2007 e l'energia elettrica immessa, prodotta e prelevata nell'anno 2008;
- e) in attuazione della deliberazione n. 188/05 e s.m.i., a partire dal 2010, sono trasmessi con periodicità mensile anche i dati relativi all'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici incentivati in conto energia ai sensi del DM 28 luglio 2005 in un analogo flusso informativo predisposto dal GSE; il gestore di rete ha facoltà di inviare, qualora disponibili, i dati relativi all'energia elettrica prodotta dagli impianti di cui sopra a partire dal mese di gennaio 2009;
- f) in attuazione della deliberazione n. 88/07 e sue successive integrazioni e modificazioni il gestore di rete trasmette i dati relativi all'energia elettrica annuale prodotta dagli impianti nella propria responsabilità, qualora individuati dal GSE come necessari alla determinazione puntuale del contributo.
- g) in attuazione della deliberazione ARG/elt 226/10 sono previste, nell'anno a+1, esclusivamente le seguenti finestre temporali per l'invio dei dati da parte dei gestori di rete:
  - prima finestra: fino al 31/03/a+1 con l'obiettivo di ricevere almeno il 99% delle misure dell'anno "a" di competenza;
  - seconda finestra: dal 1/04/a+1 al 30/06/a+1 per l'invio dei dati mancanti (l'obiettivo è di ricevere l'ulteriore 1% delle misure dell'anno "a" di competenza);
  - terza finestra: dal 1/10/a+1 al 31/10/a+1 per l'invio delle eventuali rettifiche delle misure precedentemente inviate per l'anno "a" di competenza e/o per anni precedenti.

## 2.2 Imprese di vendita

Le imprese di vendita trasmettono al GSE, con due flussi informativi distinti, i dati di anagrafica e quelli relativi alla fornitura utilizzati dal GSE ai fini della determinazione del contributo in conto scambio.

In particolare i dati relativi all'onere in prelievo  $O_{PR}$  e all'energia fatturata, sono riferiti all'anno solare di riferimento<sup>3</sup> e sono trasmessi al GSE entro il 31 marzo dell'anno successivo all'anno di competenza.

Nella tabella riportata di seguito sono indicati i dati richiesti.

---

<sup>3</sup> Pari alla somma dei totali delle bollette emesse nell'anno solare di riferimento.



Nella prima colonna (A) è evidenziata la necessità di storicizzare i dati acquisiti dalle imprese di vendita poiché essenziali per l'individuazione univoca dell'impianto e per la corretta gestione del calcolo del contributo in conto scambio (in acconto o in conguaglio).

Nella seconda colonna (B) è indicato se il dato è necessario per l'attivazione della convenzione.

Nella terza colonna (C) è indicato se il dato è necessario per le determinazioni e i calcoli del contributo in conto scambio.

<b>Elementi Dati con dettaglio mensile</b>	<b>Impresa di Vendita</b>		
	(A) Dato storicizzato	(B) Dato necessario per attivazione Convenzione	(C) Dato necessario per lancio calcoli
<b>RICONOSCIMENTO USSP</b>			
Codice Identificativo SAPR [art. 37 del. 111/06] (*)	SI	NO	SI
Codice Identificativo CENSIMP [art. 14 del. 107/09] (*)	SI	NO	SI
POD - Point of Delivery	SI	NO	SI
Caratteristica punto di connessione: punto prelievo (P) / misto (M)	SI	SI	SI
Codice contratto come attribuito dall'impresa venditrice	SI	NO	NO
<b>1 - DATI ANAGRAFICI USSP</b>			
Numero P.I.	SI	NO	NO
Codice fiscale	SI	NO	NO
Anno solare di competenza	SI	NO	SI
Mese dell'anno solare di competenza	SI	NO	SI
<b>2 - DATI SU FORNITURA MENSILI</b>			
Tipologia cliente finale ai sensi art. 2 co. 2 TIT	SI	NO	SI
Se domestico (a): tipologia tariffa D2 o D3	SI	NO	SI
Approvvigionamento E.E. in prelievo (Magg. Tutela; ML; salvaguardia)	SI	NO	SI
Data attivazione fornitura	SI	NO	SI
Data scadenza/cessazione fornitura	SI	NO	SI
Potenza disponibile [kW]	SI	NO	SI
Potenza impegnata [kW]	SI	NO	SI
Contratto dispacc. in prelievo siglato per utente (si/no)	SI	NO	SI
Tariffa monoraria/bioraria/trioraria	SI	NO	SI
Tariffa sociale (flag Y/N)	SI	NO	SI

<b>Elementi Dati su base annuale di riferimento</b>	<b>Impresa di Vendita</b>		
	(A)	(B)	(C)
<b>RICONOSCIMENTO USSP</b>			
Codice Identificativo SAPR [art. 37 del. 111/06] (*)	SI	NO	SI
Codice Identificativo CENSIMP [art. 14 del. 107/09] (*)	SI	NO	SI
POD - Point of Delivery	SI	NO	SI
Codice contratto come attribuito dall'impresa venditrice	SI	NO	NO
<b>1 - DATI ANAGRAFICI USSP</b>			
Ragione sociale	SI	NO	NO
Numero P.I.	SI	NO	NO
Codice fiscale	SI	NO	NO
Anno solare di competenza	SI	NO	SI
Soggetto IVA ai fini dello SSP ? (Y/N)	SI	NO	SI
Tipologia approvvigionamento: ML/MT(S)	SI	NO	SI
<b>2 - DATI SU FORNITURA MENSILI</b>			
Data attivazione fornitura	SI	NO	SI
Data scadenza/cessazione fornitura (periodo di fornitura)	SI	NO	SI
<b>3 - DATI SU FORNITURA ANNUALI</b>			
Onere in prelievo Opr nell'anno solare contabile (al netto di IVA e altre imposte) (**)	SI	NO	SI
Costi di rete e di misura (include le componenti in potenza, in energia e le componenti fisse) (**)	SI	NO	SI
Imposte fatturate al cliente su base annua solare	SI	NO	SI
Totale IVA applicata (sul totale imponibile) al cliente su base annua solare	SI	NO	SI
Energia fatturata su base annuale contabile [kWh]	SI	NO	SI

(\*) dati non obbligatori

(\*\*) include i corrispettivi per di misura, distribuzione, trasmissione, dispacciamento, sbilanciamento, ivi inclusi gli oneri generali di sistema e le maggiorazioni (A e UC)

### **Dati anagrafici e dati su fornitura annuali**

Ogni impresa di vendita con clienti finali in regime di scambio sul posto trasmette al GSE i dati anagrafici e i dati caratteristici della fornitura con il dettaglio mensile con cadenza al più annuale entro il giorno 31 marzo di ogni anno (anno a+1).

Attualmente il codice identificativo dell'impianto (SAPR e/o CENSIMP) non è gestito dalle imprese di vendita per cui, pur essendo presente nel tracciato, potrà non essere compilato.

Ogni impresa di vendita trasmette al GSE, entro il 31 marzo di ogni anno (anno a+1), il flusso relativo all'energia elettrica fatturata in prelievo e del relativo onere in prelievo  $O_{PR}$  al netto di IVA e delle altre imposte (accise e addizionali), riferiti all'anno solare di riferimento (anno a) utilizzando un tracciato specifico predisposto dal GSE.

Nel medesimo tracciato vengono anche forniti i dati relativi al totale IVA, al totale delle altre imposte (accise e addizionali), ai costi di rete e di misura espressi in [€] riferiti all'anno solare di riferimento (anno a).

I costi di rete e di misura annuali espressi in [€] da inviare al GSE devono includere tutte le componenti fisse e variabili (Euro/kWh, Euro/anno, Euro/kW) riferite a trasmissione, distribuzione, dispacciamento, misura e tutte le componenti fisse e variabili (Euro/kWh, Euro/anno, Euro/kW) relative ai costi generali di sistema A, UC e MCT (componenti in quota energia, componenti fisse e in quota potenza).

In attuazione della deliberazione ARG/elt 226/10 sono previste, nell'anno a+1, esclusivamente le seguenti finestre temporali per invio dei dati da parte delle imprese di vendita:

- prima finestra: fino al 31/03/a+1 con l'obiettivo di ricevere almeno il 99% delle misure dell'anno "a" di competenza;
- seconda finestra: dal 1/04/a+1 al 30/06/a+1 per l'invio dei dati mancanti (l'obiettivo è di ricevere l'ulteriore 1% delle misure dell'anno "a" di competenza);
- terza finestra: dal 1/10/a+1 al 31/10/a+1 per l'invio delle eventuali rettifiche delle misure precedentemente inviate per l'anno "a" di competenza e/o per anni precedenti.

### **3. Struttura dei corrispettivi regolati**

La descrizione della struttura dei corrispettivi regolati introdotta in questo documento rileva per le sole finalità dell'applicazione del Testo Integrato dello Scambio sul Posto (TISP).

A tal fine, vengono di seguito riportati i vari corrispettivi regolati dall'Autorità nell'ambito del Testo Integrato Trasporto (TIT), del Testo Integrato Vendita (TIV) e definiti all'interno delle regole del dispacciamento ai sensi della deliberazione n. 111/06, così come successivamente modificata e integrata.

I corrispettivi ricompresi all'interno della struttura tariffaria sono classificati in:

- corrispettivi per i servizi di distribuzione, trasmissione e misura dell'energia elettrica prelevata;
- corrispettivi per il servizio di dispacciamento in prelievo;
- oneri generali di sistema.

### 3.1 Corrispettivi per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura di energia elettrica $C_{DTM}$

Il servizio di trasporto, costituito dai servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica, così come il servizio di misura (installazione e manutenzione dei misuratori, raccolta, validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica) sono regolati dall'Autorità e la struttura dei corrispettivi fissata per il periodo regolatorio 2008-2011.

Di seguito si riepilogano i vari corrispettivi differenziati per servizi e per modalità di approvvigionamento dell'energia:

- a) Clienti finali domestici con Tariffa D2/D3;
- b) Altri clienti finali [non domestici].

#### **CLIENTI FINALI DOMESTICI CON TARIFFA D2/D3**

##### Corrispettivi per il servizio di trasmissione, distribuzione e misura per clienti finali domestici

Per i clienti finali domestici in bassa tensione, a remunerazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura, si applicano le seguenti tariffe di riferimento:

- **Tariffa D2** di cui all'art. 31, comma 31.2 del TIT, per impegni di potenza fino a 3 kW per l'alimentazione di applicazioni nella residenza anagrafica del cliente;
- **Tariffa D3** di cui all'art. 31, comma 31.3 del TIT, per impegni di potenza superiore a 3 kW, ovvero anche per impegni di potenza fino a 3 kW, per l'alimentazione di applicazioni non nella residenza anagrafica del cliente.

In particolare le suddette tariffe di riferimento sono costituite da una componente fissa, una componente in quota potenza e da una componente variabile in quota energia:

$\tau_1(D2)$  = Componente fissa della tariffa D2, espressa in [c€punto di prelievo per anno]

$\tau_2(D2)$  = Componente potenza della tariffa D2, espressa in [c€kWimp per anno]

$\tau_3(D2)$  = Componente energia della tariffa D2, espressa in [c€kWh], variabile per scaglioni di energia prelevata per il consumo

$\tau_1(D3)$  = Componente fissa della tariffa D3, espressa in [c€punto di prelievo per anno]

$\tau_2(D3)$  = Componente potenza della tariffa D3, espressa in [c€kWimp per anno]

$\tau_3(D3)$  = Componente energia della tariffa D3, espressa in [c€kWh]

##### **Tariffa D2 di cui all'articolo 31, comma 31.2 del TIT**

$C_{DTM}(D2)$  = Corrispettivo per il servizio di distribuzione, trasmissione e misura per clienti domestici con *tariffa D2*, espresso in [c€]

$$C_{DTM}(D2) = C_{DTM}(D2(E)) \times E_{PR} + C_{DTM}(D2(F, P))$$

$C_{DTM}(D2(E))$  = Corrispettivo unitario, espresso in [c€/kWh], della quota parte energia dei corrispettivi per il servizio di distribuzione, trasmissione e misura per clienti domestici con *tariffa D2*

$$C_{DTM}(D2(E)) = \tau_3(D2)$$

$C_{DTM}(D2(F, P))$  = Quota parte fissa e potenza del corrispettivo per il servizio di distribuzione, trasmissione e misure per clienti domestici con tariffa D2, espressa in [c€]

$$C_{DTM}(D2(F, P)) = \tau_1(D2) + \tau_2(D2) \times P_i$$

Dunque, complessivamente:

$$C_{DTM}(D2) = \tau_1(D2) + \tau_2(D2) \times P_i + \tau_3(D2) \times E_{PR}$$

### **Tariffa D3 di cui all'art.31, comma 31.3 del TIT**

$C_{DTM}(D3)$  = Corrispettivo per il servizio di distribuzione, trasmissione e misura per clienti domestici con *tariffa D3*, espresso in [c€]

$$C_{DTM}(D3) = C_{DTM}(D3(E)) \times E_{PR} + C_{DTM}(D3(F, P))$$

$C_{DTM}(D3(E))$  = Corrispettivo unitario, espresso in [c€/kWh], della quota parte energia dei corrispettivi per il servizio di distribuzione, trasmissione e misure per clienti domestici con *tariffa D3*

$$C_{D\&T\&M}(D3(E)) = \tau_3(D3)$$

$C_{DTM}(D3(F, P))$  = Componente fissa e potenza del corrispettivo per il servizio di distribuzione, trasmissione e misure per clienti domestici con *tariffa D3* espressa in [c€]

$$C_{DTM}(D3(F, P)) = \tau_1(D3) + \tau_2(D3) \times P_i$$

Dunque, complessivamente:

$$C_{DTM}(D3) = \tau_1(D3) + \tau_2(D3) \times P_i + \tau_3(D3) \times E_{PR}$$

dove:

$E_{PR}$  = energia elettrica prelevata espressa in [kWh]

$P_i$  = potenza impegnata espressa in [kW]

## ALTRI CLIENTI FINALI

(

### **Corrispettivi per il servizio di distribuzione per altri clienti finali**

Per i clienti finali non domestici, si applica una tariffa obbligatoria a copertura dei costi relativi al servizio di distribuzione  $D_{istr}$  di cui all'art. 7, comma 7.1 del TIT; in particolare la suddetta tariffa è costituita da una componente fissa, una componente in quota potenza e da una componente variabile in quota energia, che variano al variare della tipologia di cliente finale ai sensi dell'art. 2, comma 2.2, lettere da b) a g) del TIT, e della potenza contrattuale impegnata in prelievo:

$Distr(Qf)$  = Componente fissa del corrispettivo per il servizio di distribuzione  $Distr$  di cui all'art. 7, comma 7.1 del TIT, espressa in [c€punto di prelievo per anno]

$Distr(Qp)$  = Componente potenza del corrispettivo per il servizio di distribuzione  $Distr$  di cui all'art. 7, comma 7.1 del TIT, espressa in [c€kW per anno]

$Distr(Qe)$  = Componente energia del corrispettivo per il servizio di distribuzione  $Distr$  di cui all'art. 7, comma 7.1 del TIT, espressa in [c€kWh]

### **Corrispettivi per il servizio di trasmissione per altri clienti finali**

Per gli altri clienti finali, si applica una tariffa obbligatoria a copertura dei costi relativi al servizio di trasmissione; in particolare la suddetta tariffa è costituita da una componente variabile in quota energia:

$TRAS$  = Corrispettivo per il servizio di Trasmissione  $TRAS$  di cui all'art.5, comma 5.1, del TIT, espresso in [c€kWh];

### **Corrispettivi per il servizio di misura per altri clienti finali**

Per gli altri clienti finali, si applica una tariffa obbligatoria a copertura dei costi riguardanti il servizio di misura; in particolare:

$MIS_1$  = Componente della tariffa per il servizio di misura per gli altri clienti finali, espressa in [c€punto di prelievo per anno]

$MIS_3$  = Componente della tariffa per il servizio di misura per gli altri clienti finali, espressa in [c€kWh]

Dunque, i corrispettivi per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura per gli altri clienti finali  $C_{DTM}(ND)$  sono così definiti:

$C_{DTM}(ND)$  = Corrispettivo per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura per gli altri clienti finali, espresso in [c€]

$$C_{DTM}(ND) = C_{DTM}(ND(E)) \times E_{PR} + C_{DTM}(ND(F, P))$$

$C_{DTM}(ND(E))$  = Corrispettivo unitario, espresso in [c€/kWh], della quota parte energia dei corrispettivi per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura per gli altri clienti finali

$$C_{DTM}(ND(E)) = Distr(Q_e) + TRAS + MIS_3$$

$C_{DTM}(ND(F, P))$  = Componente fissa e potenza del corrispettivo per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura per gli altri clienti finali

$$C_{DTM}(ND(F, P)) = Distr(Q_f) + Distr(Q_p) \times P_i + MIS_1$$

Dunque, complessivamente:

$$C_{DTM}(ND) = Distr(Q_f) + MIS_1 + [Distr(Q_p)] \times P_i + [Distr(Q_e) + TRAS + MIS_3] \times E_{PR}$$

dove:

$E_{PR}$  = energia elettrica prelevata espressa in [kWh]

$P_i$  = potenza impegnata espressa in [kW]

### **3.2 Corrispettivi per i servizi di dispacciamento $C_{disp}$**

I corrispettivi di dispacciamento in prelievo sono da applicare alla totale energia elettrica prelevata dai clienti finali.

In particolare, è necessario differenziare i corrispettivi da applicare ai:

- a) Clienti finali sul mercato libero o in regime di salvaguardia;
- b) Clienti finali in regime di maggior tutela.

#### **CLIENTI DEL MERCATO LIBERO O IN REGIME DI SALVAGUARDIA**

Di seguito si riepilogano i vari corrispettivi di dispacciamento da applicare ai clienti finali del mercato libero ovvero in regime di salvaguardia, per la determinazione del  $C_{disp}$ :

- UPLIFT* = Corrispettivo variabile trimestrale per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento, di cui all'art. 44, comma 44.3, della deliberazione n. 111/06, espresso in [c€kWh]
- MPE* = Corrispettivo variabile mensile a copertura di costi della modulazione della produzione eolica, di cui all'art. 44bis, comma 44bis.1, della deliberazione n. 111/06, espresso in [c€kWh]
- MUST\_RUN* = Corrispettivo variabile mensile a copertura di costi delle unità essenziali per la sicurezza del sistema, di cui all'art. 45, comma 45.1, della delibera n. 111/06, espresso in [c€kWh]
- $C_f(Terna)$  = Corrispettivo annuale a copertura dei costi per il funzionamento di Terna, di cui all'art. 46, comma 46.1, della deliberazione n. 111/06, espresso in [c€kWh]
- $C_p(rete)$  = Corrispettivo annuale a copertura dei costi derivanti dalla differenza tra perdite effettive e perdite standard nelle reti, di cui all'art. 47, comma 47.2, della deliberazione n. 111/06, espresso in [c€kWh]
- CP* = Corrispettivo annuale a copertura dei costi per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva, di cui all'art. 48, comma 48.2, della deliberazione n. 111/06, espresso in [c€kWh]
- INT* = Corrispettivo annuale a copertura dei costi per la remunerazione del servizio di interrompibilità del carico, di cui all'art. 73, comma 73.2, della deliberazione n. 111/06, espresso in [c€kWh]

Complessivamente i corrispettivi di dispacciamento in prelievo per clienti finali sul mercato libero ovvero in regime di salvaguardia  $C_{disp}(LIB)$  sono pari a:

$C_{disp}(LIB(E))$  = Corrispettivo unitario, espresso in [c€kWh], per i servizi di dispacciamento per clienti sul mercato libero ovvero in regime di salvaguardia, espresso in [c€]

$$C_{disp}(LIB(E)) = UPLIFT + MPE + MUST\_RUN + C_f(Terna) + C_p(rete) + CP + INT$$

$C_{disp}(LIB)$  = Corrispettivo per i servizi di dispacciamento per i clienti sul mercato libero ovvero in regime di salvaguardia, espresso in [c€]

$$C_{disp}(LIB) = C_{disp}(LIB(E)) \times E_{PR}$$

Dunque, complessivamente:

$$C_{disp}(LIB) = [UPLIFT + MPE + MUST\_RUN + C_f(Terna) + C_p(rete) + CP + INT] \times E_{PR}$$

dove:

$E_{PR}$  = energia elettrica prelevata espressa in [kWh]

### **CLIENTI IN MAGGIOR TUTELA**

Di seguito si riepilogano i vari corrispettivi di dispacciamento da applicare ai clienti finali in maggior tutela, per la determinazione del  $C_{disp}$ :

$PD$  = Elemento del corrispettivo PED (prezzo energia e dispacciamento) del TIV, espresso in [c€/kWh], a copertura dei costi di dispacciamento di cui al Titolo 4 della deliberazione n. 111/06 dell'energia elettrica destinata ai clienti in maggior tutela;

$C_{disp}(MT(E))$  = Componente unitaria del corrispettivo di dispacciamento  $C_{disp}(MT)$ , espresso in [c€/kWh], per i clienti finali aventi diritto alla maggior tutela;

$$C_{disp}(MT(E)) = PD$$

Complessivamente i corrispettivi di dispacciamento in prelievo per clienti finali in regime di maggior tutela  $C_{disp}(MT)$  sono pari a:

$$C_{disp}(MT) = PD \times E_{PR}$$

dove:

$E_{PR}$  = Energia elettrica prelevata espressa in [kWh]

### **3.3 Oneri generali di sistema: componenti A, UC ed MCT**

Gli oneri generali di sistema, individuati dal decreto del Ministro dell'Industria e dell'Artigianato del 26 gennaio 2001, sono coperti dai clienti finali tramite il pagamento dei corrispettivi tariffari (componenti A e UC) applicati a maggiorazione dei corrispettivi per l'utilizzo del sistema di trasporto dell'energia elettrica.

Le componenti tariffarie A coprono gli oneri sostenuti nell'interesse generale del sistema elettrico (quali ad esempio i costi di ricerca, i costi per l'incentivazione dell'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili etc.); le componenti UC coprono ulteriori elementi di costo del servizio elettrico (quali, ad esempio, la perequazione) individuate dall'Autorità.

L'ammontare complessivo degli oneri generali e degli ulteriori elementi di costo è quantificato dall'Autorità: tali componenti tariffarie sono aggiornate con cadenza trimestrale.

Le componenti tariffarie prevedono, in generale, corrispettivi espressi in [c€/punto di prelievo] e in [c€/kWh] ed in particolare:

- le componenti tariffarie A, MCT, UC3, UC4 sono pagate da tutti i clienti finali;
- la componente tariffaria UC1 è pagata dai soli clienti in regime di maggior tutela;



- la componente tariffaria UC6 è pagata da tutti i clienti finali non domestici.

**Oneri generali di sistema - componenti A:**

$A_2(F)$	=	Quota fissa della componente tariffaria A2, che alimenta il conto per il finanziamento delle attività nucleari residue, espressa in [c€punto di prelievo per anno]
$A_2(E)$	=	Quota energia della componente tariffaria A2, che alimenta il conto per il finanziamento delle attività nucleari residue, espressa in [c€kWh]
$A_3(F)$	=	Quota fissa della componente tariffaria A3, che alimenta il conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate, espressa in [c€punto di prelievo per anno]
$A_3(E)$	=	Quota energia della componente tariffaria A3, che alimenta il conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate, espressa in [c€kWh]
$A_4(F)$	=	Quota fissa della componente tariffaria A4, che alimenta il conto per perequazione dei contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali, espressa in [c€punto di prelievo per anno]
$A_4(E)$	=	Quota energia della componente tariffaria A4, che alimenta il conto per perequazione dei contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali, espressa in [c€kWh]
$A_5(F)$	=	Quota fissa della componente tariffaria A5, che alimenta il conto per il finanziamento delle attività di ricerca, espressa in [c€punto di prelievo per anno]
$A_5(E)$	=	Quota energia della componente tariffaria A5, che alimenta il conto per il finanziamento delle attività di ricerca, espressa in [c€kWh]
$A_6(F)$	=	Quota fissa della componente tariffaria A6, che alimenta il conto per la reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti durante il periodo di transizione, espressa in [c€punto di prelievo per mese]
$A_6(P)$	=	Quota potenza della componente tariffaria A6, che alimenta il conto per la reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti durante il periodo di transizione, espressa in [c€kW per mese]
$A_6(E)$	=	Quota energia della componente tariffaria A6, che alimenta il conto per la reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti durante il periodo di transizione, espressa in [c€kWh]

$A_S(F)$  = Quota fissa della componente tariffaria  $A_S$ , che alimenta il conto per la per la copertura degli oneri derivanti dall'adozione di misure di tutela tariffaria per i clienti del settore elettrico in stato di disagio, espressa in [c€kW per mese]

$A_S(E)$  = Quota energia della componente tariffaria  $A_S$ , che alimenta il conto per la per la copertura degli oneri derivanti dall'adozione di misure di tutela tariffaria per i clienti del settore elettrico in stato di disagio, espressa in [c€kWh]

Dunque, complessivamente:

$A(E)$  = Corrispettivo unitario della quota energia degli oneri generali di sistema, espresso in [c€kWh]

$$A(E) = A_2(E) + A_3(E) + A_4(E) + A_5(E) + A_6(E) + A_S(E)$$

$A(F, P)$  = Quota fissa e potenza degli oneri generali di sistema, espressa in [c€anno]

$$A(F, P) = A_2(F) + A_3(F) + A_4(F) + A_5(F) + A_S(F) + A_6(F) \times 12 + A_6(P) \times 12 \times P_i$$

dove:

$P_i$  = Potenza impegnata espressa in [kW]

### **Ulteriori Componenti:**

$UC_1$  = Componente tariffaria che alimenta il conto per la copertura degli squilibri della perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato e ai clienti del servizio di maggior tutela, espressa in [c€kWh]

$UC_3$  = Componente tariffaria che alimenta il conto per la perequazione dei costi di distribuzione dell'energia elettrica sulla rete con obbligo di connessione terzi a copertura degli oneri relativi ai meccanismi di promozione delle aggregazione e integrazioni ricavi, espressa in [c€kWh]

$UC_4$  = Componente tariffaria che alimenta il conto per integrazioni tariffarie del provvedimento CIP n.34/74, espressa in [c€kWh]

$UC_6(F)$  = Quota fissa della componente tariffaria a copertura dei costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio, espressa in [c€punto di prelievo per anno]

$UC_6(P)$  = Quota potenza della componente tariffaria a copertura dei costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio, espressa in [c€kW per anno]

- $UC_6(E)$  = Quota energia della componente tariffaria a copertura dei costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio, espressa in [c€/kWh]
- $UC_7(F)$  = Quota fissa delle componenti tariffarie, a copertura degli oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali, espressa in [c€/punto di prelievo per anno]
- $UC_7(P)$  = Quota potenza delle componenti tariffarie, a copertura degli oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali, espressa in [c€/kW per anno]
- $UC_7(E)$  = Quota energia delle componenti tariffarie, a copertura degli oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali, espressa in [c€/kWh]

### **Componente tariffaria relativa alle “Misure di Compensazione Territoriale”:**

- $MCT$  = Componente tariffaria che alimenta il conto oneri per il finanziamento delle misure di compensazione territoriale, espressa in [c€/kWh]

Per la determinazione delle componenti UC applicate ai clienti finali, quali costi sostenuti per l'approvvigionamento dell'energia elettrica in prelievo, è necessario effettuare una ulteriore distinzione tra categorie di clienti finali suddividendoli in:

- a) Clienti finali domestici [D2/D3] in regime di maggior tutela;
- b) Altri clienti finali in maggior tutela;
- c) Clienti finali domestici [D2/D3] sul mercato libero;
- d) Altri clienti finali sul mercato libero o in regime di salvaguardia.

#### **A) CLIENTI FINALI DOMESTICI [D2/D3] IN REGIME DI MAGGIOR TUTELA**

##### **Ulteriori Componenti:**

$$UC_A(E) = UC_1 + UC_3 + UC_4 + UC_7(E)$$

$$UC_A(F, P) = UC_7(F) + UC_7(P) \times P_i$$

#### **B) ALTRI CLIENTI IN REGIME DI MAGGIOR TUTELA**

##### **Ulteriori Componenti:**

$$UC_B(E) = UC_1 + UC_3 + UC_4 + UC_6(E) + UC_7(E)$$

$$UC_B(F, P) = UC_6(F) + UC_6(P) \times P_i + UC_7(F) + UC_7(P) \times P_i$$

## C) CLIENTI DOMESTICI [D2/D3] SUL MERCATO LIBERO

### Ulteriori Componenti:

$$UC_c(E) = UC_3 + UC_4 + UC_7(E)$$

$$UC_c(F, P) = UC_7(F) + UC_7(P) \times P_i$$

## D) ALTRI CLIENTI SUL MERCATO LIBERO O IN REGIME DI SALVAGUARDIA

### Ulteriori Componenti:

$$UC_D(E) = UC_3 + UC_4 + UC_6(E) + UC_7(E)$$

$$UC_D(F, P) = UC_6(F) + UC_6(P) \times P_i + UC_7(F) + UC_7(P) \times P_i$$

### 3.4 Introduzione alle tariffe

Con riferimento alle tipologie di corrispettivi già esaminati nei paragrafi precedenti, ivi incluse le componenti tariffarie afferenti agli oneri generali di sistema, è opportuno un riepilogo dei medesimi accorrandoli all'interno di un'unica struttura tariffaria riferita a ciascuna tipologia di cliente finale:

- a) Tariffa A: Clienti finali domestici in regime di maggior tutela [con Tariffa D2/D3];
- b) Tariffa B: Altri clienti finali in maggior tutela;
- c) Tariffa C: Clienti finali domestici sul mercato libero [con Tariffa D2/D3];
- d) Tariffa D: Altri clienti finali sul mercato libero o in regime di salvaguardia.

### 3.5 Tariffa A: Clienti finali domestici [con Tariffa D2, D3] in regime di maggior tutela

$T_{A;D2}(F, P)$  = Quota parte della tariffa  $T_{A;D2}$ , espressa in [€], applicata ai *clienti finali domestici in D2 in regime di maggior tutela*, a copertura dei costi fissi per l'erogazione dei servizi di distribuzione, trasmissione, misura e dispacciamento e a copertura delle componenti fisse [e potenza] relative agli oneri generali di sistema

$$T_{A;D2}(F, P) = C_{DTM}(D2(F, P)) + A(F, P) + UC_A(F, P)$$

$T_{A;D2}(E)$  = Corrispettivo unitario della tariffa  $T_{A;D2}$ , espresso in [c€/kWh], applicato ai *clienti finali domestici in D2 in regime di maggior tutela*, a copertura dei costi variabili per l'erogazione dei servizi di distribuzione, trasmissione, misura e dispacciamento e a copertura degli oneri generali di sistema

$$T_{A;D2}(E) = C_{DTM}(D2(E)) + C_{disp}(MT(E)) + A(E) + UC_A(E) + MCT$$

$T_{A;D2}$  = Tariffa, espressa in [€], applicata ai *clienti finali domestici in D2 in regime di maggior tutela*, a copertura dei costi per l'erogazione dei servizi di distribuzione, trasmissione, misura e dispacciamento e derivanti dall'applicazione degli oneri generali di sistema

$$T_{A;D2} = T_{A;D2}(E) \times E_{PR} + T_{A;D2}(F, P)$$

$T_{A;D3}(F, P)$  = Quota parte della tariffa  $T_{A;D3}$ , espressa in [€], applicata ai *clienti finali domestici in D3 in regime di maggior tutela*, a copertura dei costi fissi per l'erogazione dei servizi di distribuzione, trasmissione, misura e dispacciamento e a copertura delle componenti fisse [e potenza] relative agli oneri generali di sistema

$$T_{A;D3}(F, P) = C_{DTM}(D3(F, P)) + A(F, P) + UC_A(F, P)$$

$T_{A;D3}(E)$  = Corrispettivo unitario della tariffa  $T_{A;D3}$ , espresso in [c€/kWh], applicato ai *clienti finali domestici in D3 in regime di maggior tutela*, a copertura dei costi variabili per l'erogazione dei servizi di distribuzione, trasmissione, misura e dispacciamento e a copertura delle componenti variabili relative agli oneri generali di sistema

$$T_{A;D3}(E) = C_{DTM}(D3(E)) + C_{disp}(MT(E)) + A(E) + UC_A(E) + MCT$$

$T_{A;D3}$  = Tariffa, espressa in [€], applicata ai *clienti finali domestici in D3 in regime di maggior tutela*, a copertura dei costi per l'erogazione dei servizi di distribuzione, trasmissione, misura e dispacciamento e a copertura degli oneri generali di sistema.

$$T_{A;D3} = T_{A;D3}(E) \times E_{PR} + T_{A;D3}(F, P)$$

### **3.6 Tariffa B: Altri clienti finali in regime di maggior tutela**

$T_B(F, P)$  = Quota parte della tariffa  $T_B$ , espressa in [€], applicata ai *clienti finali non domestici in regime di maggior tutela*, a copertura dei costi fissi per l'erogazione dei servizi di distribuzione, trasmissione, misura e dispacciamento nonché a copertura delle componenti fisse [e potenza] relative agli oneri generali di sistema

$$T_B(F, P) = C_{DTM}(ND(F, P)) + A(F, P) + UC_B(F, P)$$

$T_B(E)$  = Corrispettivo unitario della tariffa  $T_B$ , espresso in [c€/kWh], applicato ai *clienti finali in regime di maggior tutela*, a copertura dei costi variabili per l'erogazione dei servizi di distribuzione, trasmissione, misura e dispacciamento e a copertura degli oneri generali di sistema

$$T_B(E) = C_{DTM}(ND(E)) + C_{disp}(MT(E)) + A(E) + UC_B(E) + MCT$$

$T_B$  = Tariffa, espressa in [€], applicata ai *clienti finali in regime di maggior tutela*, a copertura dei costi per l'erogazione dei servizi di distribuzione, trasmissione, misura e dispacciamento e a copertura degli oneri generali di sistema

$$T_B = T_B(E) \times E_{PR} + T_B(F, P)$$

### **3.7 Tariffa C: Clienti finali domestici [con Tariffa D2, D3] sul mercato libero**

$T_{C;D2}(F, P)$  = Quota parte della tariffa  $T_{C;D2}$ , espressa in [€], applicata ai *clienti finali domestici in D2 sul mercato libero*, a copertura dei costi fissi per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento e a copertura delle componenti fisse [e potenza] relative agli oneri generali di sistema

$$T_{C;D2}(F, P) = C_{DTM}(D2(F, P)) + A(F, P) + UC_C(F, P)$$

$T_{C;D2}(E)$  = Corrispettivo unitario della tariffa  $T_{C;D2}$ , espresso in [c€/kWh], applicato ai *clienti finali domestici in D2 sul mercato libero*, a copertura dei costi variabili per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento e a copertura degli oneri generali di sistema

$$T_{C;D2}(E) = C_{DTM}(D2(E)) + C_{disp}(LIB(E)) + A(E) + UC_C(E) + MCT$$

$T_{C;D2}$  = Tariffa, espressa in [€], applicata ai *clienti finali domestici in D2 sul mercato libero*, a copertura dei costi per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento e a copertura degli oneri generali di sistema

$$T_{C;D2} = T_{C;D2}(E) \times E_{PR} + T_{C;D2}(F, P)$$

$T_{C;D3}(F, P)$  = Quota parte della tariffa  $T_{C;D3}$ , espressa in [€], applicata ai *clienti finali domestici in D3 sul mercato libero*, a copertura dei costi fissi per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento e a copertura delle componenti fisse [e potenza] relative agli oneri generali di sistema

$$T_{C;D3}(F, P) = C_{DTM}(D3(F, P)) + A(F, P) + UC_C(F, P)$$

$T_{C;D3}(E)$  = Corrispettivo unitario della tariffa  $T_{C;D3}$ , espresso in [c€/kWh], applicato ai *clienti finali domestici in D3 sul mercato libero*, a copertura dei costi variabili per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento e a copertura degli oneri generali di sistema

$$T_{C;D3}(E) = C_{DTM}(D3(E)) + C_{disp}(LIB(E)) + A(E) + UC_C(E) + MCT$$

$T_{C;D3}$  = Tariffa, espressa in [€], applicata ai *clienti finali domestici in D3 sul mercato libero*, a copertura dei costi per l'erogazione dei servizi di trasmissione,

distribuzione, misura e dispacciamento e derivanti dall'applicazione degli oneri generali di sistema

$$T_{C;D3} = T_{C;D3}(E) \times E_{PR} + T_{C;D3}(F, P)$$

### **3.8 Tariffa D: Altri clienti finali sul mercato libero o in regime di salvaguardia**

$T_D(F, P)$  = Quota parte della tariffa  $T_D$ , espressa in [€], applicata ai *clienti finali sul mercato libero o in regime di salvaguardia*, a copertura dei costi fissi per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento nonché a copertura delle componenti fisse [e potenza] relative agli oneri generali di sistema

$$T_D(F, P) = C_{DTM}(ND(F, P)) + A(F, P) + UC_D(F, P)$$

$T_D(E)$  = Corrispettivo unitario della tariffa  $T_D$ , espresso in [c€kWh], applicato ai *clienti finali sul mercato libero o in regime di salvaguardia*, a copertura dei costi variabili per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento nonché a copertura degli oneri generali di sistema

$$T_D(E) = C_{DTM}(ND(E)) + C_{disp}(LIB(E)) + A(E) + UC_D(E) + MCT$$

$T_D$  = Tariffa, espressa in [€], applicata ai *clienti finali sul mercato libero o in regime di salvaguardia*, a copertura dei costi per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento e derivanti dall'applicazione degli oneri generali di sistema

$$T_D = T_D(E) \times E_{PR} + T_D(F, P)$$

## **4. Modelli di calcolo per la determinazione del contributo in conto scambio ( $C_s$ ) ai sensi dell'articolo 10 del TISP**

Come evidenziato nelle premesse, i criteri puntuali di determinazione da parte del GSE del contributo in conto scambio ( $C_s$ ) riguardano:

- la determinazione e la regolazione del contributo in conto scambio ( $C_s$ ) a conguaglio su base annuale solare;
- la determinazione e la regolazione periodica del contributo in conto scambio ( $C_s$ ) in acconto;
- i criteri di calcolo nei casi in cui ad un unico punto di scambio risultano collegati più impianti di produzione di diversa tipologia aventi diritto al servizio di SSP.

## 4.1 Definizioni

Si riportano di seguito le definizioni utilizzate all'interno del documento rilevanti per la determinazione del contributo in conto scambio ( $C_s$ ):

$E_{PR;m}$  = Energia elettrica mensilmente prelevata espressa in [kWh] [dato da richiedere con frequenza mensile e da verificare annualmente con il soggetto responsabile della raccolta, rilevazione e registrazione delle misure]; tale valore è aumentato di un fattore percentuale, secondo le stesse modalità previste dall'articolo 76, comma 76.1, lettera b), della deliberazione ARG/elt 107/09

$E_{PR}$  = Energia elettrica annualmente prelevata espressa in [kWh] [dato da richiedere con frequenza annuale e dettaglio mensile al soggetto responsabile della raccolta, rilevazione e registrazione delle misure]

$$E_{PR} = \sum_{m=1}^{12} E_{PR;m}$$

$E_{I;m}$  = Energia elettrica mensilmente prodotta e immessa in rete espressa in [kWh] [dato da richiedere con frequenza mensile al soggetto responsabile della raccolta, rilevazione e registrazione dell'energia elettrica immessa in rete]; tale valore è aumentato di un fattore percentuale, nel caso di punti di immissione in bassa tensione ed in media tensione, secondo le stesse modalità previste dall'articolo 76, comma 76.1, lettera a), della deliberazione ARG/elt 107/09

$$E_{I;m} = \sum_{h=1}^{n^{\circ} \text{ ore; mese}} E_{I;h}$$

$E_I$  = Energia elettrica annualmente prodotta e immessa in rete espressa in [kWh] [dato da richiedere con frequenza annuale e dettaglio mensile - al soggetto responsabile della raccolta, rilevazione e registrazione dell'energia elettrica immessa in rete]

$$E_I = \sum_{m=1}^{12} E_{I;m}$$

$E_{PR;bio}$  = Energia elettrica annualmente prelevata dalla rete nella sola fascia F1 ovvero nelle fasce F2,3 espressa in [kWh] [dato da richiedere con frequenza annuale e dettaglio mensile al soggetto responsabile della raccolta, rilevazione e registrazione dell'energia elettrica immessa in rete]

$E_{PR;f}$  = Energia elettrica annualmente prelevata dalla rete nella generica fascia f (F1, F2 o F3) espressa in [kWh] [dato da richiedere con frequenza annuale e dettaglio mensile al soggetto responsabile della raccolta, rilevazione e registrazione dell'energia elettrica immessa in rete]

$E_S$  = Energia elettrica annualmente scambiata con la rete espressa in [kWh]



$$E_S = \min[E_{PR}; E_I]$$

- $E_F$  = Energia elettrica fatturata dall'impresa di vendita espressa in [kWh] [dato da richiedere per anno di competenza all'impresa di vendita]
- $C_{EI}$  = Valorizzazione, espressa in euro [€], dell'energia elettrica annualmente prodotta e immessa in rete dall'impianto nella titolarità/disponibilità dell'USSP
- $P_{Z\_MGP,h}$  = Prezzo orario zonale di mercato [€/kWh]
- $P_{Z\_MGP,m,fi}$  = Prezzo medio aritmetico dei prezzi zionali orari di cui all'articolo 30, comma 30.4, lettera b), della deliberazione n. 111/06, determinato per singola fascia oraria  $fi$  su base mensile [€/kWh]
- $P_{Z\_MGP,m}$  = Prezzo medio aritmetico dei prezzi zionali orari di cui all'articolo 30.4 lettera b), della deliberazione n. 111/06, determinato su base mensile [€/kWh]
- $P_{Z\_MGP,8\_20;m}$  = Prezzo medio aritmetico dei prezzi zionali orari di cui all'articolo 30.4 lettera b), della deliberazione n. 111/06 delle sole ore di mercato ricomprese tra l'ottava e la ventesima ora determinato su base mensile [€/kWh]
- $C_{US,m}$  = Quota parte unitaria variabile dell'onere mensile sostenuto dall'USSP per il pagamento dei servizi di trasporto e di dispacciamento, espressa in [c€/kWh], e che include, ove previsto, gli oneri generali di sistema (componenti A e UC)
- $C_{US;tr(i)}$  = Quota parte unitaria variabile dell'onere trimestralmente sostenuto dall'USSP per il pagamento dei servizi di trasporto e di dispacciamento, espressa in [c€/kWh].
- $C_{US}$  = Quota parte unitaria variabile dell'onere annualmente sostenuto dall'USSP per il pagamento dei servizi di trasporto e di dispacciamento, espressa in [c€/kWh], e che include, per le sole fonti rinnovabili, gli oneri generali di sistema (componenti A e UC) e non la componente tariffaria MCT
- $C_{US}(UP_j)$  = Quota parte unitaria variabile dell'onere annualmente sostenuto dall'USSP per il pagamento dei servizi di trasporto e di dispacciamento, espressa in [c€/kWh], e che include, per le sole fonti rinnovabili, gli oneri generali di sistema (componenti A e UC) e non la componente tariffaria MCT, afferente all'unità produttiva  $j$ -esima sottesa al punto di scambio
- $O_{PR}$  = Onere totale, espresso in euro [€], annualmente sostenuto per l'acquisto dell'energia elettrica prelevata al netto di IVA e delle altre imposte (accise e addizionali), riferiti all'anno solare di riferimento<sup>4</sup> (anno a)

<sup>4</sup> Pari alla somma dei totali delle bollette emesse nell'anno solare di riferimento.

- $O_{PR}(E_F)$  = Quota parte energia dell'onere totale, espresso in euro [€], annualmente sostenuto per l'acquisto dell'energia elettrica prelevata al netto delle imposte così come fatturata da parte dell'IdV
- $O_E$  = Quota parte energia, espressa in euro [€], dell'onere totale annualmente sostenuto per l'acquisto dell'energia elettrica prelevata calcolata sottraendo all'onere  $O_{PR}$  gli oneri associati ai servizi di trasporto, misure e dispacciamento comprensivi delle relative componenti fisse e variabili (Euro/kWh, Euro/anno, Euro/kW) annuali, nonché gli oneri generali (componenti A e UC) e gli oneri corrispondenti all'applicazione della componente tariffaria MCT
- $IVA_F$  = Totale dell'imposta sul valore aggiunto, espressa in euro [€], fatturata dall'IdV al cliente finale sul totale imponibile determinato su base annuale solare
- $IMP_F$  = Totale delle altre imposte (accisa, addizionale enti locali), espressa in euro [€], fatturata dall'IdV al cliente finale sul totale imponibile determinato su base annuale solare
- $C_S$  = Contributo in conto scambio è l'ammontare, espresso in euro [€], che garantisce, al più, l'equivalenza tra quanto pagato dall'utente dello scambio, limitatamente alla quantità di energia elettrica prelevata, ed il valore dell'energia elettrica immessa in rete per il tramite di un punto di scambio
- $C_{r,i}$  = Credito, espresso in [€], maturato alla fine del generico anno i-simo, dall'USSP, derivante dalla maggiore valorizzazione dell'energia elettrica annualmente prodotta ed immessa in rete  $C_{EI}$  rispetto alla quota parte dell'onere  $O_E$
- $C_{S_{I\_sem}}$  = Contributo in conto scambio "in acconto del primo semestre", espresso in euro [€]
- $C_{S_{II\_sem}}$  = Contributo in conto scambio "in acconto del secondo semestre", espresso in euro [€]
- $P_d$  = Potenza disponibile; è la massima potenza, espressa in [kW], prelevabile in un punto di prelievo senza che il cliente finale sia disalimentato; essa coincide con la potenza per la quale è stato corrisposto il contributo di allacciamento
- $P_i$  = Potenza impegnata; è il livello di potenza, espressa in [kW], indicato nei contratti, reso disponibile dall' esercente ove siano presenti dispositivi limitatori di potenza, ovvero il valore massimo della potenza prelevata nel mese, per gli altri casi
- $UP_i$  = L'Unità Produttiva i-sima è l'insieme dei gruppi di generazione, nella titolarità/disponibilità dello stesso soggetto, che utilizzano la stessa fonte primaria di alimentazione e che condividono il medesimo punto di connessione [scambio] che si avvale del servizio di SSP

*punto\_misto* = E' un punto di connessione alla rete con obbligo di connessione a terzi caratterizzato dalla compresenza di una o più unità produttive in immissione e di uno in prelievo (avvengono immissione e prelievo)

*punto\_prelievo* = E' un punto di connessione alla rete con obbligo di connessione a terzi caratterizzato dalla presenza di uno in prelievo.

*punto\_immissione* = E' un punto di connessione alla rete con obbligo di connessione a terzi caratterizzato dalla presenza di uno o più unità produttive.

#### **4.2 Contributo in conto scambio ( $C_s$ ) su base annuale**

Le determinazioni dei corrispettivi per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura in prelievo, dei corrispettivi di dispacciamento in prelievo e degli oneri generali di sistema sono necessarie per il ristoro degli oneri sostenuti da ciascun USSP ammesso al riconoscimento del contributo ( $C_s$ ) per la totale energia elettrica scambiata. In particolare, mentre la quota energia dei singoli corrispettivi rileva per il calcolo della parte unitaria variabile  $C_{US}$ , le relative componenti fisse rilevano per la determinazione della parte energia dell'onere  $O_E$  sostenuto dall'USSP per l'acquisto di energia elettrica prelevata (calcolato per differenza sul totale onere in prelievo  $O_{PR}$ ).

Inoltre, la copertura degli oneri generali di sistema è prevista esclusivamente per USSP nella cui titolarità e/o disponibilità è ricompreso un impianto di produzione alimentato da FER.

Ai fini della regolazione dello SSP a conguaglio annuale, nel caso in cui i valori unitari dei corrispettivi costitutivi del termine  $C_{US}$  siano aggiornati nel corso del periodo di regolazione, per ogni singolo corrispettivo viene considerata la media aritmetica dei valori relativi al periodo a cui la predetta regolazione si riferisce.

In particolare, il GSE aggiornerà nei propri archivi, in acconto e annualmente a conguaglio, le tabelle "prezzi – corrispettivi" da utilizzare per eseguire i calcoli così come precedentemente condivise con la Direzione Mercati dell'Autorità.

Al contrario, la valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete  $C_{EI}$ , è da intendersi come sommatoria di calcoli con dettaglio orario ottenuti dalla valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete.

#### **Drivers individuati per il calcolo**

La metodologia di determinazione del contributo ( $C_s$ ) non è univocamente definibile per i differenti USSP, conseguentemente, di seguito, s'individuano i *drivers* in ingresso al modello di calcolo:

- **Approvvigionamento dell'energia elettrica in prelievo da parte del cliente finale:**
  - a) Clienti finali domestici in regime di maggior tutela [con tariffa D2, D3];
  - b) Altri clienti finali in regime di maggior tutela;
  - c) Clienti finali domestici sul mercato libero [con tariffa D2, D3];
  - d) Altri clienti finali sul mercato libero o in regime di salvaguardia.

- **Tipologia di cliente finale ai sensi dell'art. 2, comma 2.2, del TIT:**

- a) Utenze domestiche in bassa tensione (BT) (art.2, comma 2.2, lettera a);
- b) Utenze in BT di illuminazione pubblica (art.2, comma 2.2, lettera b)
- c) Altre Utenze non domestiche in BT (art.2, comma 2.2, lettera c);
- d) Utenza in media tensione (MT) di illuminazione pubblica (art.2, comma 2.2, lettera d)
- e) Altre Utenze in MT (art.2, comma 2.2, lettera e);
- f) Utenze in AT e AAT fino a 220 kV (art.2, comma 2.2, lettera f).
- g) Utenze in AAT superiore a 220 kV (art.2, comma 2.2, lettera g)

- **Potenza disponibile ed impegnata in prelievo dal cliente finale:**

**bassa tensione**

- a) Potenza disponibile (Pd) fino a 16,5 kW e potenza impegnata (Pi) fino a 1,5 kW;
- b) Potenza disponibile (Pd) fino a 16,5 kW e potenza impegnata (Pi) maggiore di 1,5 kW e fino a 3 kW;
- c) Potenza disponibile (Pd) fino a 16,5 kW e potenza impegnata (Pi) maggiore di 3 kW e fino a 6 kW;
- d) Potenza disponibile (Pd) fino a 16,5 kW e potenza impegnata (Pi) maggiore di 6 kW e fino a 10 kW;
- e) Potenza disponibile (Pd) fino a 16,5 kW e potenza impegnata (Pi) maggiore di 10 kW e fino a 16,5 kW;
- f) Potenza disponibile (Pd) maggiore di 16,5 kW e potenza impegnata (Pi) fino a 1,5 kW;
- g) Potenza disponibile (Pd) maggiore di 16,5 kW e potenza impegnata (Pi) maggiore di 1,5 kW.

**media tensione**

- h) Potenza disponibile (Pd) fino a 100 kW;
- i) Potenza disponibile (Pd) maggiore di 100 kW e fino a 500 kW e potenza impegnata (Pi) fino a 100 kW;
- j) Potenza disponibile (Pd) maggiore di 100 kW e fino a 500 kW e potenza impegnata (Pi) maggiore di 100 kW;
- k) Potenza disponibile (Pd) maggiore di 500 kW e potenza impegnata (Pi) fino a 100 kW;
- l) Potenza disponibile (Pd) maggiore di 500 kW e potenza impegnata (Pi) maggiore di 100 kW.

**alta e altissima tensione**

- m) Potenza impegnata (Pi) in AT o AAT (fino a 220 kV) fino a 1.000 kW;
- n) Potenza impegnata (Pi) in AT o AAT (fino a 220 kV) maggiore di 1.000 kW e fino a 5.000 kW;
- o) Potenza impegnata (Pi) in AT o AAT (fino a 220 kV) maggiore di 5.000 kW e fino a 10.000 kW;
- p) Potenza impegnata (Pi) in AT o AAT (fino a 220 kV) oltre i 10.000 kW;

- q) Potenza impegnata ( $P_i$ ) in AAT (superiore a 220 kV) fino a 1.000 kW;
- r) Potenza impegnata ( $P_i$ ) in AAT (superiore a 220 kV) maggiore di 1.000 kW e fino a 5.000 kW;
- s) Potenza impegnata ( $P_i$ ) in AAT (superiore a 220 kV) maggiore di 5.000 kW e fino a 10.000 kW;
- t) Potenza impegnata ( $P_i$ ) in AAT (superiore a 220 kV) oltre i 10.000 kW.

- **Scaglioni di consumo per i clienti domestici in tariffa D2, D3:**

- a) Consumo annuo fino a 1.800 kWh;
- b) Consumo annuo maggiore di 1.800 kWh e fino a 2.640 kWh;
- c) Consumo annuo maggiore di 2.640 kWh e fino a 4.440 kWh;
- d) Consumo annuo oltre i 4.440 kWh.

- **Tipologia di impianto di produzione nella titolarità/disponibilità dell'USSP e relativa zona di mercato di appartenenza:**

- a) Impianto di produzione alimentato a fonti rinnovabili (FER);
- b) Impianto di produzione in assetto cogenerativo ad alto rendimento (CAR).

<b>ZONA</b>	<i>NORD</i>	<i>CNORD</i>	<i>SICI</i>	<i>SARD</i>	<i>CSUD</i>	<i>SUD</i>
<b>MERCATO</b>						
<b>TIPOLOGIA</b>	<i>FER</i>	<i>FER</i>	<i>FER</i>	<i>FER</i>	<i>FER</i>	<i>FER</i>
<b>IMPIANTO</b>	<i>CAR</i>	<i>CAR</i>	<i>CAR</i>	<i>CAR</i>	<i>CAR</i>	<i>CAR</i>

Gli impianti ricompresi nell'ambito dello scambio sul posto ubicati sulle isole minori, così come definite dalla legge n. 10 del 1991, non sono ricompresi, ai fini commerciali, nelle zone di mercato indicate in tabella.

- **Gestione delle eccedenze:**

- a) Valorizzazione opzionale “a credito” o “a ricavo” delle eccedenze per impianti di produzione alimentati a fonti rinnovabili (FER) ai sensi dell'art. 27, comma 45, della legge n. 99/09;
- b) Valorizzazione opzionale “a credito” o “a ricavo” delle eccedenze per impianti di produzione in assetto cogenerativo ad alto rendimento (CAR).

### **4.3 Determinazione del termine $O_E$**

Ai sensi dell'articolo 5, comma 5.4 del TISP, il GSE calcola, per ciascun USSP, la parte energia  $O_E$ , espressa in [€], dell'onere sostenuto dal medesimo utente per l'acquisto dell'energia elettrica prelevata, calcolata sottraendo all'onere  $O_{PR}$ , gli oneri associati ai servizi di trasporto e di dispacciamento comprensivi delle relative componenti fisse nonché gli oneri generali e gli oneri corrispondenti all'applicazione della componente tariffaria MCT.

L'onere sostenuto dall'utente dello scambio, espresso in € per l'approvvigionamento dell'energia elettrica prelevata, su base annuale, deve risultare evidente dalle fatture che l'impresa di vendita trasmette al proprio cliente oltre che al GSE, qualora esplicitamente richiesto. Tale onere è pari alla somma dei totali delle bollette emesse nell'anno solare di riferimento per la determinazione del contributo in conto scambio. Nel caso in cui l'USSP sia un cliente non dotato di partita IVA, l'onere  $O_{PR}$  sostenuto dall'USSP viene espresso in € al lordo dell'IVA e delle accise. In tutti gli altri casi, l'onere  $O_{PR}$  sostenuto dall'utente dello scambio viene espresso in € al lordo delle accise e al netto dell'IVA.

Tale onere, varia per ogni tipologia di cliente finale/USSP:

- a) USSP domestico [con Tariffa D2/D3] in regime di maggior tutela;
- b) Altri USSP in maggior tutela;
- c) USSP domestico [con Tariffa D2/D3] sul mercato libero;
- d) Altri USSP sul mercato libero o in regime di salvaguardia.

Per il calcolo dell'OE di ciascun USSP, il GSE utilizzerà esclusivamente i seguenti dati inviati dalle IdV di competenza nel flusso informativo annuale descritto al paragrafo 2.2:

$$O_E = O_{PR} - T + ACCISE \text{ (USSP dotato di partita IVA)}$$

$$O_E = O_{PR} - T + ACCISE + IVA \text{ (USSP non dotato di partita IVA)}$$

dove:

$T$  = Tariffa, espressa in [€], applicata all'USSP nell'anno solare di riferimento e trasmessa dall'impresa di vendita al GSE nel tracciato predisposto. In questa tariffa devono essere incluse tutte le componenti fisse e variabili (Euro/kWh, Euro/anno, Euro/kW) riferite a trasmissione, distribuzione, dispacciamento, misura e tutte le componenti relative ai costi generali di sistema A e UC (componenti in quota energia, componenti fisse e in quota potenza)

$ACCISE$  = Imposte addizionali e regionali, espresse in [€], applicate all'USSP nell'anno solare di riferimento e trasmesse dall'impresa di vendita al GSE

$IVA$  = IVA, espressa in [€], pari alla somma dell'IVA applicata all'USSP nell'anno solare di riferimento e trasmessa dall'impresa di vendita al GSE nell'anno contabile in esame.

## **A) CLIENTI/USSP DOMESTICI IN REGIME DI MAGGIOR TUTELA [CON TARIFFA D2 E D3]**

### Clienti Finali con Tariffa D2.

$$O_E = O_{PR} - T_{A;D2}$$

### Clienti finali con Tariffa D3.

$$O_E = O_{PR} - T_{A;D3}$$

## **B) ALTRI CLIENTI/USSP IN REGIME DI MAGGIOR TUTELA**

$$O_E = O_{PR} - T_B$$

## **C) CLIENTI/USSP DOMESTICI SUL MERCATO LIBERO [CON TARIFFA D2 E D3]**

Clienti finali con Tariffa D2.

$$O_E = O_{PR} - T_{C;D2}$$

Clienti finali con Tariffa D3.

$$O_E = O_{PR} - T_{C;D3}$$

## **D) ALTRI CLIENTI/USSP SUL MERCATO LIBERO O IN REGIME DI SALVAGUARDIA**

$$O_E = O_{PR} - T_D$$

In tutte le casistiche, se l'utente dello scambio sul posto è un comune con popolazione fino a 20.000 residenti ovvero il Ministero della Difesa l' $O_E$  è pari alla sommatoria degli  $O_E$  dei punti di prelievo, ivi inclusi i punti di connessione misti, ricompresi nella convenzione:

$$\sum_y^{n^\circ \text{ punti } \textit{pre+misti}} O_{E,y}$$

### **4.4 Determinazione del controvalore dell'energia elettrica immessa $C_{EI}$**

Ai sensi dell'articolo 5, comma 5.2 del TISP, il GSE, ai fini del calcolo del contributo per lo scambio sul posto  $C_S$ , associa all'energia elettrica immessa un controvalore  $C_{EI}$ , espresso in [€], pari a:

- a) Per gli impianti per i quali si ha la disponibilità della rilevazione delle misure dell'energia elettrica immessa su base oraria ovvero una ricostruzione o una stima con il medesimo dettaglio:

la sommatoria oraria dei quantitativi di energia elettrica annualmente immessa in rete nell'anno (a) moltiplicate per i prezzi zonali orari di cui all'articolo 30, comma 30.4, lettera b), della deliberazione n. 111/06 registrati nel medesimo anno (per impianti connessi a reti non interconnesse si applicano a decorrere dal 1° gennaio 2010 i prezzi di cui all'articolo 30, comma 30.4, lettera c) della deliberazione n. 111/06 ovvero il PUN- Prezzo Unico Nazionale).

$$C_{EI} = \sum_1^{n^{\circ}ore,anno(a)} h [E_{I,h} \cdot P_{Z\_MGP,h}]$$

- b) Per gli impianti per i quali si ha la disponibilità della rilevazione delle misure dell'energia elettrica immessa per fasce orarie ovvero una ricostruzione o una stima con il medesimo dettaglio:

la sommatoria su base annuale, nell'anno (a), determinata per fasce dei quantitativi di energia elettrica mensilmente immessa in rete per ogni singola fascia oraria nel mese (m) moltiplicate per la media aritmetica annuale dei prezzi zionali orari di cui all'articolo 30 comma 30.4, lettera b), della deliberazione n. 111/06, determinato per singola fascia nel medesimo mese<sup>5</sup> (per impianti connessi a reti non interconnesse si applicano a decorrere dal 1° gennaio 2010 i prezzi di cui all'articolo 30, comma 30.4, lettera c) della deliberazione n. 111/06 ovvero il PUN- Prezzo Unico Nazionale).

$$C_{EI} = \sum_1^{12} m \sum_1^3 f_i [E_{I,m}(f_i) \cdot P_{Z\_MGP;m;f(i)}]$$

- c) Per gli impianti differenti di quelli di cui alla lettera a) e b) *non fotovoltaici*:

la sommatoria su base annuale, nell'anno (a), della quantità di energia elettrica mensilmente immessa in rete nel mese (m) moltiplicata per la media aritmetica mensile dei prezzi zionali orari di cui all'articolo 30, comma 30.4, lettera b), della deliberazione n. 111/06 registrati nel medesimo mese (per impianti connessi a reti non interconnesse si applicano a decorrere dal 1° gennaio 2010 i prezzi di cui all'articolo 30, comma 30.4, lettera c) della deliberazione n. 111/06 ovvero il PUN- Prezzo Unico Nazionale).

$$C_{EI} = \sum_1^{12} m [E_{I;m} \cdot P_{Z\_MGP;m}]$$

- d) Per gli impianti differenti di quelli di cui alla lettera a) e b) *fotovoltaici*:

la sommatoria su base annuale, nell'anno (a), della quantità di energia elettrica mensilmente immessa in rete nel mese (m) moltiplicata per la media aritmetica mensile dei prezzi zionali orari di cui all'articolo 30, comma 30.4, lettera b) delle sole ore di mercato ricomprese tra l'ottava e la ventesima ora, della deliberazione n. 111/06 registrati nel medesimo mese (per impianti connessi a reti non interconnesse si applicano a decorrere dal 1° gennaio 2010 i prezzi di cui all'articolo 30, comma 30.4, lettera c) della deliberazione n. 111/06 ovvero il PUN- Prezzo Unico Nazionale).

<sup>5</sup> Non saranno gestiti prezzi "infra-mese", ovvero il prezzo medio aritmetico non terrà conto dell'effettiva entrata in esercizio dell'impianto, ma esclusivamente sarà calcolato come prezzo medio aritmetico registrato sul mercato nell'intero mese in cui l'impianto è entrato in esercizio commerciale.



$$C_{EI} = \sum_1^{12} m [E_{I,m} \cdot P_{Z\_MGP,8\_20;m}]$$

Le ore F1 e F2 sono definite con provvedimenti dell'Autorità; conseguentemente le formule di determinazione del termine  $C_{EI}$  potranno essere riviste a seguito di interventi regolatori da parte della medesima Autorità.

Per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili, nel caso in cui l'utente dello scambio sul posto sia un comune con popolazione fino a 20.000 residenti ovvero il Ministero della Difesa, il controvalore  $C_{EI}$ , così come calcolato ai precedenti punti è pari alla sommatoria dei  $C_{EI}$  dei punti di immissione, ivi inclusi i punti di connessione misti, ricompresi nella convenzione

$$\sum_z^{n^\circ \text{ punti } \text{imm+misti}} C_{EIz}$$

#### **4.5 Determinazione della parte unitaria variabile dell'onere sostenuto dall'USSP per il pagamento dei servizi di trasporto e di dispacciamento $C_{US}$**

Ai sensi dell'articolo 5, comma 5.3 del TISP, il GSE calcola, per ciascun USSP, la parte unitaria variabile dell'onere sostenuto dal medesimo utente per il pagamento dei servizi di trasporto e di dispacciamento, espressa in [c€/kWh], ottenuta sommando algebricamente la quota energia dei corrispettivi previsti rispettivamente dal Testo Integrato Trasporto e dalla deliberazione n. 111/06. Il calcolo esclude la componente MCT e, solo nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili, include le componenti tariffarie A e UC.

Per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili, nel caso in cui l'utente dello scambio sul posto sia un comune con popolazione fino a 20.000 residenti ovvero il Ministero della Difesa, il corrispettivo unitario  $C_{US}$  è determinato solo per i punti di connessione misti e si applicano le formule di seguito descritte ad ogni singolo punto di connessione misto.

#### **CLIENTI FINALI / USSP NON DOMESTICI**

Ai fini della regolazione dello SSP a conguaglio annuale, nel caso di USSP che sono clienti finali non domestici per tutto l'anno di riferimento, qualora i valori unitari dei corrispettivi costitutivi del termine  $C_{US}(ND)$  siano aggiornati nel corso del periodo di regolazione, per ogni singolo corrispettivo viene considerata la media aritmetica dei valori relativi al periodo a cui la predetta regolazione si riferisce, dunque, in tutte le formule descritte di seguito, i valori dei corrispettivi costitutivi del suddetto termine, riferito all'anno solare, saranno determinati come media aritmetica dei rispettivi valori mensili  $C_{US,m}$

$$C_{US}(ND) = \frac{\sum_{m=1}^{12} C_{US,m}}{12}$$

## CLIENTI FINALI / USSP DOMESTICI

Ai fini della regolazione dello SSP a conguaglio annuale, nel caso di USSP che sono clienti finali domestici per tutto l'anno di riferimento, qualora i valori unitari dei corrispettivi costitutivi del termine  $C_{US}(D)$  siano aggiornati nel corso del periodo di regolazione, ad esempio nell'ambito dell'aggiornamento trimestrale tariffario, saranno considerati i valori medi assunti dai corrispettivi costitutivi durante il periodo di regolazione.

In particolare per le suddette casistiche è possibile avere valori differenti dei corrispettivi costitutivi differenziati per scaglioni di consumo.

Per ogni singolo scaglione di consumo annuo j-simo viene calcolato il termine  $C_{USm;scaglione(j)}$  come media aritmetica dei valori trimestralmente assunti  $C_{US\_tr(i);scaglione(j)}$  dai corrispettivi regolati durante il trimestre a cui la predetta regolazione si riferisce:

$$C_{USm;scaglione(j)} = \frac{\sum_{i=1}^4 C_{US\_tr(i);scaglione(j)}}{4}$$

mentre il termine  $C_{US}(D)$  è calcolato come media dei valori  $C_{USm;scaglione(j)}$  ponderata per l'energia elettrica scambiata  $E_s$  che incide su ogni singolo scaglione di consumo j-simo annuo a partire dallo scaglione di consumo più alto (valori relativi agli scaglioni di consumo compresi tra i termini  $E_{pr} - E_s$  ed  $E_{pr}$ ).

$$C_{US}(D) = \frac{\sum_{j=1}^{n.scaglioni} [C_{USm;scaglione(j)} \times E_{S;scaglione(j)}]}{E_s}$$

## CLIENTI FINALI / USSP DOMESTICI CHE PASSANO AD UNA TIPOLOGIA TARIFFARIA NON DOMESTICA NEL CORSO DELL'ANNO SOLARE O VICEVERSA

Ai fini della regolazione dello SSP a conguaglio annuale, nel caso di USSP che sono clienti finali domestici per un solo periodo ricompreso nell'anno solare di riferimento e che per il restante periodo dell'anno solare sono clienti finali non domestici ai fini del calcolo del termine  $C_{US}$  si farà esclusivo riferimento alla tipologia contrattuale di inizio del medesimo anno solare.

Tale corrispettivo unitario varia per ogni tipologia di cliente finale/USSP, e varia anche in relazione alla tipologia di impianto nella rispettiva titolarità/disponibilità :

- USSP domestico [con Tariffa D2/D3] in regime di maggior tutela;
- Altri USSP in maggior tutela;
- USSP domestico [con Tariffa D2/D3] sul mercato libero;
- Altri USSP sul mercato libero o in regime di salvaguardia.

TIPOLOGIA IMPIANTO	TIPOLOGIA CLIENTI FINALI			
FER	Clienti tipo A	Clienti tipo B	Clienti tipo C	Clienti tipo D
CAR	Clienti tipo A	Clienti tipo B	Clienti tipo C	Clienti tipo D

## **A) CLIENTI FINALI / USSP DOMESTICI IN MAGGIOR TUTELA [CON TARIFFA D2 E D3]**

Clienti finali con Tariffa D2 - Impianti alimentati a fonti rinnovabili

$$C_{US} = T_{A;D2}(E) - MCT$$

Clienti finali con Tariffa D2 - Impianti cogenerativi ad alto rendimento

$$C_{US} = T_{A;D2}(E) - [A(E) + UC_A(E) + MCT]$$

Clienti finali con Tariffa D3 - Impianti alimentati a fonti rinnovabili

$$C_{US} = T_{A;D3}(E) - MCT$$

Clienti finali con Tariffa D2 - Impianti cogenerativi ad alto rendimento

$$C_{US} = T_{A;D3}(E) - [A(E) + UC_A(E) + MCT]$$

## **B) ALTRI CLIENTI FINALI / USSP IN MAGGIOR TUTELA**

Impianti alimentati a fonti rinnovabili

$$C_{US} = T_B(E) - MCT$$

Impianti cogenerativi ad alto rendimento

$$C_{US} = T_B(E) - [A(E) + UC_B(E) + MCT]$$

## **C) CLIENTI FINALI / USSP DOMESTICI SUL MERCATO LIBERO [CON TARIFFA D2 E D3]**

Clienti finali con Tariffa D2 - Impianti alimentati a fonti rinnovabili

$$C_{US} = T_{C;D2}(E) - MCT$$

Clienti finali con Tariffa D2 - Impianti cogenerativi ad alto rendimento

$$C_{US} = T_{C;D2}(E) - [A(E) + UC_C(E) + MCT]$$

Clienti finali con Tariffa D3 - Impianti alimentati a fonti rinnovabili

$$C_{US} = T_{C;D3}(E) - MCT$$

Clienti finali con Tariffa D3 - Impianti cogenerativi ad alto rendimento

$$C_{US} = T_{C;D3}(E) - [A(E) + UC_C(E) + MCT]$$

## D) ALTRI CLIENTI FINALI / USSP SUL MERCATO LIBERO O IN REGIME DI SALVAGUARDIA

### Impianti alimentati a fonti rinnovabili

$$C_{US} = T_D(E) - MCT$$

### Impianti cogenerativi ad alto rendimento

$$C_{US} = T_D(E) - [A(E) + UC_D(E) + MCT]$$

## 4.6 Determinazione del contributo in conto scambio $C_s$

Ai sensi dell'articolo 5, comma 5.5 del TISP, il GSE calcola, per ciascun USSP, il contributo in conto scambio  $C_s$  espresso in [€], pari alla somma del:

- minor valore tra il termine  $C_{EI}$  e il termine  $O_E$ ;
- prodotto tra il termine  $C_{US}$  e l'energia elettrica scambiata.

In generale, al primo anno di determinazione del contributo:

$$C_s = \min[O_E; C_{EI}] + C_{US} \times E_s$$

Nel caso in cui, nel generico anno  $i$ -simo dovesse risultare:  $O_{E;i} < C_{EI;i}$  ;

la differenza,  $C_{r,i} = [C_{EI;i} - O_{E;i}]$ , determina un credito che a seconda della scelta dell' USSP, su base annua, può essere riportato per gli anni a seguire o può essere corrisposto dal GSE come liquidazione dell'energia elettrica eccedentaria. Tale scelta su base annua può essere esercitata entro e non oltre il 31 gennaio dell'anno successivo a quello di riferimento.

Per gli impianti alimentati a fonti rinnovabili, nel caso in cui l'utente dello scambio sul posto sia un comune con popolazione fino a 20.000 residenti o il Ministero della Difesa, il contributo  $C_s$  è così determinato:

$$C_s = \min \left[ \sum_y^{n^\circ \text{ punti } \textit{pre+misti}} O_{E_y} ; \sum_z^{n^\circ \text{ punti } \textit{imm+misti}} C_{EI_z} \right] + \sum_k^{n^\circ \text{ punti } \textit{misti}} (C_{US_k} \times E_{S_k})$$

Nel caso in cui, nel generico anno  $i$ -simo dovesse risultare:  $\sum_y^{n^\circ \text{ punti } \textit{pre+misti}} O_{E;i_y} < \sum_z^{n^\circ \text{ punti } \textit{imm+misti}} C_{EI;i_z}$  ;

la differenza,  $C_{r,i} = \left[ \sum_y^{n^\circ \text{ punti } \textit{pre+misti}} O_{E;i_y} - \sum_z^{n^\circ \text{ punti } \textit{imm+misti}} C_{EI;i_z} \right]$ , determina un credito che a seconda della scelta dell' USSP può essere riportato per gli anni a seguire o può essere corrisposto dal GSE come liquidazione dell'energia elettrica eccedentaria.

## VALORIZZAZIONE "A CREDITO" DELLE ECCEDENZE

Per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili o nel caso di impianti cogenerativi ad alto rendimento per i quali l'USSP ha optato per la gestione a credito, le eventuali eccedenze sono

riportate a credito per gli anni solari successivi (anno i+1; i+2, etc.) a quello a cui la produzione è riferita (anno i).

Tale credito “a saldo”  $C_{r,i}$ , o parte di esso, può essere utilizzato solo se nell’anno j (con  $j > i$ ) in cui il termine  $C_{EI;j}$  sia inferiore al termine  $O_{E;j}$  e comunque, ogni anno, limitatamente alla differenza  $O_{E,j} - C_{EI,j}$ .

Dunque, per il generico anno j, il contributo in conto scambio  $C_{S,j}$  è determinato pari a:

$$C_{S,j} = \min[O_{E,j}; C_{EI,j}] + \max\{0; \min[C_{r,j-1}; O_{E,j} - C_{EI,j}]\} + C_{US,j} \times E_{S,j},$$

dove il termine  $C_{r,j-1}$  indica il credito annuale “a saldo” riportabile pari a:

$$C_{r,j-1} = \max[0; C_{r,j-2} + C_{EI,j-1} - O_{E,j-1}]$$

Per gli impianti alimentati a fonti rinnovabili, nel caso in cui l’utente dello scambio sul posto sia un comune con popolazione fino a 20.000 residenti o il Ministero della Difesa, per il generico anno j, il contributo in conto scambio  $C_{S,j}$  è determinato pari a:

$$C_{S,j} = \min \left[ \sum_y^{n^\circ \text{ punti\_pre+misti}} O_{E,j_y}; \sum_z^{n^\circ \text{ punti\_imm+misti}} C_{EI,j_z} \right] + \max \left\{ 0; \min \left[ C_{r,j-1}; \sum_y^{n^\circ \text{ punti\_pre+misti}} O_{E,j_y} - \sum_z^{n^\circ \text{ punti\_imm+misti}} C_{EI,j_z} \right] \right\} + \sum_k^{n^\circ \text{ punti\_misti}} (C_{US,j_k} \times E_{S,j_k})$$

Nel caso in cui l’USSP, entro il 31 gennaio dell’anno successivo a quello di riferimento (anno i), esercitasse la facoltà di richiedere al GSE la valorizzazione “in liquidazione delle eccedenze” come specificato nel punto successivo, il credito “a saldo”  $C_{r,i}$  sarà posto uguale a zero.

Inoltre, per i soli impianti alimentati a fonti rinnovabili in regime di scambio sul posto ai sensi della **delibera AEEG n. 28/06**, qualora al 31 dicembre 2008 vi sia un saldo annuale riportabile SR positivo, a tale quantità di energia elettrica il GSE attribuisce un controvalore unitario pari alla media aritmetica nazionale dei valori dei prezzi zionali orari, di cui all’articolo 30, comma 30.4, lettera b), della deliberazione n. 111/06, riferiti al 2008.

Tale controvalore è considerato ai fini del calcolo del contributo in conto scambio a conguaglio su base annuale solare determinando dunque un credito “a saldo”  $C_{r,2008}$ .

In questi casi per l’anno 2009, il contributo in conto scambio  $C_{S,2009}$  è determinato pari a:

$$C_{S,2009} = \min[O_{E,2009}; C_{EI,2009}] + \max\{0; \min[C_{r,2008}; O_{E,2009} - C_{EI,2009}]\} + C_{US,2009} \times E_{S,2009},$$

dunque, a titolo di esempio, per l’anno 2009 il termine  $C_{r,2009}$  sarà pari a:

$$C_{r,2009} = \max[0; C_{r,2008} + C_{EI,2009} - O_{E,2009}]$$

## **VALORIZZAZIONE “ IN LIQUIDAZIONE” DELLE ECCEDENZE**

Nel caso in cui l’utente dello scambio sul posto abbia optato per la liquidazione delle eccedenze, tali eventuali eccedenze sono riconosciute all’USSP sulla base di quanto disposto dall’articolo 5, comma 7 della deliberazione ARG/elt 74/08 così come modificata con deliberazione ARG/elt 186/09.

La formula del contributo in conto scambio è dunque, per il generico anno j, pari a:

$$C_{S,j} = \min[O_{E,j}; C_{EI,j}] + C_{US,j} \times E_{S,j}$$

L'eventuale credito "liquidabile" annuale, pari a  $C_{RL,j} = \max[0; C_{EI,j} - O_{E,j}]$ , è annualmente corrisposto dal GSE al produttore.

Per gli impianti alimentati a fonti rinnovabili, nel caso in cui l'utente dello scambio sul posto sia un comune con popolazione fino a 20.000 residenti o il Ministero della Difesa, per il generico anno j, il contributo in conto scambio  $C_{S,j}$  è determinato pari a:

$$C_{S,j} = \min \left[ \sum_y^{n^\circ \text{ punti } \textit{pre+misti}} O_{E,j_y}; \sum_z^{n^\circ \text{ punti } \textit{imm+misti}} C_{EI,j_z} \right] + \sum_k^{n^\circ \text{ punti } \textit{misti}} (C_{US,j_k} \times E_{S,j_k})$$

L'eventuale credito "liquidabile" annuale, pari a  $C_{RL,j} = \max \left[ 0; \sum_z^{n^\circ \text{ punti } \textit{imm+misti}} C_{EI,j_z} - \sum_y^{n^\circ \text{ punti } \textit{pre+misti}} O_{E,j_y} \right]$ , è annualmente corrisposto dal GSE al produttore.

Nel caso in cui l'USSP, entro il 31 gennaio dell'anno successivo a quello di riferimento (anno i), esercitasse la facoltà di richiedere al GSE la valorizzazione "a credito" delle eccedenze come specificato nel punto precedente, il credito liquidabile  $C_{RL,i}$  sarà posto uguale a zero.

L'opzione esercitata al 2010 sarà mantenuta per gli anni successivi salvo diversa esplicita indicazione da parte dell'USSP.

#### **4.7 Modello utilizzato per la determinazione e regolazione del contributo in conto scambio ( $C_s$ ) in acconto su base semestrale**

Il GSE, ai sensi dell'articolo 6, comma 6.2 del TISP, effettua una regolazione periodica in acconto del contributo  $C_s$  sulla base di criteri proposti dal medesimo e positivamente verificati dal Direttore della Direzione Mercati dell'Autorità.

In tale ottica, considerando le numerose tipologie di corrispettivi rientranti nella determinazione del contributo in conto scambio ( $C_s$ ), e la loro relativa frequenza temporale di variazione e pubblicazione, il meccanismo di acconto sarà gestito su base semestrale.

Il contributo in acconto  $C_s$  è determinato sulla base delle seguenti informazioni:

- stima dell'energia elettrica scambiata con la rete calcolata a partire dai dati storici ove disponibili;
- stima dell'energia elettrica scambiata con la rete calcolata a partire dai dati tecnici di impianto disponibili e differenziata per le differenti tipologie impiantistiche;
- stima del contributo  $C_s$  determinata a partire dai dati storici disponibili.

Per la totalità delle convezioni attive, il GSE procederà al calcolo del  $C_s$  per i due semestri come di seguito descritto.

Il  $C_s$  in acconto riferito al **primo semestre dell'anno 2011** è calcolato dal GSE utilizzando la seguente formula

$$Cs_{I\_sem} = \frac{(P_{impianto} \times h \times \alpha \times \overline{Cs}_{medio})}{2} \times \frac{Ng_{attivi,I\_sem}}{Ng_{I\_sem}}$$

dove:

$P_{impianto}$  = potenza attiva nominale dell'impianto

$h$  = ore di funzionamento dell'impianto stimate pari a:

1. 1.100 ore per impianti fotovoltaici localizzati nelle regioni del Nord<sup>6</sup>
- 1.200 ore per impianti fotovoltaici localizzati nelle regioni del Centro<sup>7</sup>
- 1.300 ore per impianti fotovoltaici localizzati nelle regioni del Sud<sup>8</sup>
2. 5.500 per impianti cogenerativi
3. 2.500 per gli altri impianti

$\alpha$  =  $\beta * \gamma$  con:

$\beta$  = coefficiente di contemporaneità tra produzione annua stimata degli impianti e l'energia elettrica immessa in rete determinato sulla base dei dati storici disponibili; ovvero è il coefficiente che tiene conto della quota di energia elettrica annualmente prodotta e autoconsumata da tutti gli USSP;

$\gamma$  = probabilità di coincidenza tra l'energia elettrica immessa in rete con l'energia elettrica scambiata su base annua determinata sulla base dei dati storici disponibili.

$Ng_{attivi,I\_sem}$  = numero di giorni nel corso del primo semestre del 2011 per cui la convenzione risulta essere attiva

$Ng_{I\_sem}$  = numero di giorni del primo semestre del 2011

<sup>6</sup> Piemonte, Valle d'Aosta, Lombardia, Trentino Alto Adige, Veneto, Friuli, Liguria, Emilia Romagna

<sup>7</sup> Toscana, Umbria, Marche, Lazio, Abruzzo, Campania, Molise

<sup>8</sup> Puglia, Basilicata, Calabria, Sicilia e Sardegna

$\overline{Cs}_{medio}$  =  $Cs$  medio unitario, espresso in c€/kWh, determinato sulla base dei  $Cs$  erogati dal GSE nell'anno solare precedente rapportati all'energia elettrica mediamente scambiata con la rete

Variabili	Valori anno 2011
$\beta$	0,47
$\gamma$	0,78
$\overline{Cs}_{medio}$	0,16 c€/KWh

I valori delle variabili  $\alpha$  e  $\overline{Cs}_{medio}$  sono aggiornati annualmente dal GSE e comunicati sul proprio sito internet entro il mese di settembre 2011 per le competenze del 2012.

Il  $Cs$  riferito al **secondo semestre dell'anno 2011** è determinato dal GSE come segue:

**CASO A): CONVENZIONI ATTIVATE CON DECORRENZA CONTRATTUALE ENTRO IL 31 MARZO 2009 E CON  $Cs_{2009}$  DI CONGUAGLIO PUBBLICATO**

Per le convenzioni attivate con decorrenza entro il al **31 marzo 2009** per le quali è stato pubblicato, almeno un anno di conguaglio  $Cs$ , la determinazione del  $Cs$  in acconto del secondo semestre avviene sulla base dei dati storici di ciascun USSP ovvero tiene conto dell'energia elettrica scambiata con la rete di ciascun USSP nell'anno 2009.

$$Cs_{II\_sem} = \max[0; E_{S\_storica} \times \overline{Cs}_{medio} - Cs_{I\_sem}]$$

In particolare, l'energia scambiata storica è determinata seconda la seguente formula:

$$Es_{storica} = Es_{2009} \times \frac{365}{Ng_{attivi,anno}}$$

dove

$Ng_{attivi\_anno}$  = numero di giorni nel corso dell'anno 2009 per cui la convenzione risulta essere attiva.

**CASO B): CONVENZIONI SENZA  $Cs_{2009}$  DI CONGUAGLIO PUBBLICATO O ATTIVATE CON DECORRENZA CONTRATTUALE OLTRE IL 31 MARZO 2009**

Per le convenzioni per le quali non è stato pubblicato il  $Cs$  di conguaglio relativo all'anno 2009 o per le quali la decorrenza contrattuale è oltre il 31 marzo 2009, il  $Cs$  in acconto del secondo semestre è pari a.



$$Cs_{II\_sem} = \frac{(P_{impianto} \times h \times \alpha \times \overline{CS}_{medio})}{2} \times \frac{Ng_{attivi,II\_sem}}{Ng_{II\_sem}}$$

dove:

$Ng_{attivi,II\_sem}$  = Numero di giorni nel corso del secondo semestre del 2011 per cui la convenzione risulta essere attiva

$Ng_{II\_sem}$  = Numero di giorni del secondo semestre del 2011

#### **4.8 Tempistiche di pubblicazione sul Portale web del contributo in conto scambio in acconto e a conguaglio, dei corrispettivi amministrativi e di relativa regolazione economica**

##### **Pubblicazione del contributo in conto scambio $Cs$ in acconto 2011**

Il GSE pubblica sul Portale web l'importo del contributo in conto scambio come di seguito specificato:

- **entro il giorno 15 marzo 2011:** il primo contributo in conto scambio in acconto  $Cs_{I\_sem}$  per le convenzioni attivate entro il 1° marzo 2011;
- **entro il giorno 15 settembre 2011:** il primo contributo in conto scambio in acconto  $Cs_{I\_sem}$  per le convenzioni attivate tra il 1° marzo 2011 e il 1° settembre 2011, nonché il secondo contributo in conto scambio in acconto  $Cs_{II\_sem}$  per le convenzioni attivate fino al 1° settembre 2011;
- **entro il 15 dicembre 2011:** il primo e il secondo contributo in conto scambio in acconto ( $Cs_{I\_sem} + Cs_{II\_sem}$ ) per tutte le **convenzioni attivate dopo il 1° settembre 2011** ed entro il 1° dicembre 2011.

Il GSE si riserva la possibilità, per gli anni successivi al 2011, di rivedere le tempistiche di pubblicazione del contributo in conto scambio in acconto prevedendo anche l'eventuale possibilità di far coincidere la data di pubblicazione del  $Cs_{II\_sem}$  con quella relativa al contributo di conguaglio  $Cs$  prevista entro il 15 maggio 2011.

##### **Pubblicazione del contributo in conto scambio $Cs$ a conguaglio 2011**

Il GSE pubblica l'importo di conguaglio  $Cs$  entro il giorno 15 del mese di maggio dell'anno (a+1) con riferimento all'anno di competenza (a).

##### **Pubblicazione dei corrispettivi amministrativi 2011**

A copertura dei costi amministrativi (art.6.1, lett. c), TISP), il GSE riceve dall'utente dello scambio un contributo annuale pari

- 15 (quindici) euro/anno per ogni impianto di potenza inferiore o uguale a 3 kW;

- 30 (trenta) euro/anno per ogni impianto di potenza superiore a 3 kW e inferiore o uguale a 20 kW;
- 45 (quarantacinque) euro/anno per ogni impianto di potenza superiore a 20 kW;
- contributo aggiuntivo pari a 4 (quattro) euro/anno per ogni punto di connessione compreso nella convenzione, a copertura dei costi di aggregazione delle misure relative ai diversi punti di connessione (nei casi previsti all'articolo 27, commi 4 e 5 della legge 99/09 in cui l'USSP sia un comune con popolazione fino a 20.000 residenti ovvero il Ministero della Difesa).

Il GSE provvede alla fatturazione del contributo annuo a copertura dei propri costi amministrativi entro il 15° giorno del mese di marzo 2011, ovvero al momento della pubblicazione del primo contributo in conto scambio in acconto 2011, secondo le modalità riportate nelle Disposizioni Tecniche di Funzionamento (DTF).

### **Regolazione economica del contributo in conto scambio $C_s$ in acconto 2011**

Il GSE eroga all'USSP gli importi del contributo in conto scambio in acconto, se complessivamente superiori alla soglia di 15 € come di seguito specificato:

- **entro il 15° giorno lavorativo del mese di aprile 2011:** il primo contributo in conto scambio in acconto  $C_{s_{I\_sem}}$  **per le convenzioni attivate entro il 1° marzo 2011;**
- **entro il 15° giorno lavorativo del mese di ottobre 2011:** il primo contributo in conto scambio in acconto  $C_{s_{I\_sem}}$  per le convenzioni attivate tra il 1° marzo 2011 e il 1° settembre 2011, nonché il secondo contributo in conto scambio in acconto  $C_{s_{II\_sem}}$  per le convenzioni attivate fino al 1° settembre 2011;
- **entro il 15° giorno lavorativo del mese di gennaio 2012:** il primo e il secondo contributo in conto scambio in acconto  $(C_{s_{I\_sem}} + C_{s_{II\_sem}})$  per tutte le **convenzioni attivate dopo il 1° settembre 2011** ed entro il 1° dicembre 2011.

### **Regolazione economica del contributo in conto scambio $C_s$ a conguaglio**

Il GSE eroga all'USSP l'importo di conguaglio entro il 15° giorno lavorativo del mese di giugno dell'anno successivo a quello di competenza.

Tutti i dettagli relativi alle modalità e condizioni tecnico/operative per l'applicazione della convenzione dello scambio sul posto, ivi inclusi gli aspetti riguardanti l'erogazione dei contributi in conto scambio, sono disciplinati nelle Disposizioni Tecniche di Funzionamento (DTF) rese pubbliche sul sito web del GSE nella sezione dedicata allo SSP.

### **Regolazione dei corrispettivi amministrativi 2011**

La regolazione finanziaria delle fatture emesse dal GSE viene effettuata per mezzo di compensazione sul primo pagamento da effettuarsi a favore dell'USSP o, in caso di non capienza, sui pagamenti successivi, come definito nelle Disposizioni Tecniche di Funzionamento (DTF).

#### **4.9 Determinazione del contributo in conto scambio $C_s$ in presenza di “switching” dell’USSP e/o di variazione dei parametri contrattuali con la medesima impresa di vendita**

##### **VARIAZIONE DI ALMENO UNO DEI PARAMETRI CARATTERISTICI DELLA FORNITURA RICHIESTI ALL’IMPRESA DI VENDITA**

Durante il corso dell’anno, del trimestre ed anche all’interno dello stesso mese, possono verificarsi delle variazioni contrattuali con riferimento al contratto di acquisto dell’energia elettrica prelevata.

Ad esempio, un cliente finale può modificare la potenza disponibile e/o impegnata in prelievo, ovvero può modificare la tipologia ai sensi dell’articolo 2, comma 2.2, del TIT ovvero può avvenire il passaggio dal regime di maggior tutela al regime di libero mercato; la variazione di questi parametri può comportare una differente caratterizzazione dell’ USSP con riferimento al modello di calcolo da utilizzare per la determinazione del contributo  $C_s$  .

Di seguito si riporta l’elenco di alcuni dei dati caratteristici della fornitura rilevanti per la determinazione del contributo  $C_s$  :

- a) tipologia di cliente finale ai sensi dell’articolo 2, comma 2.2, del TIT;
- b) tipologia di tariffa applicata [tariffa D2,D3] al cliente finale domestico;
- c) approvvigionamento di energia elettrica in prelievo [maggior tutela, mercato libero, salvaguardia];
- d) potenza disponibile;
- e) potenza impegnata;
- f) tariffa monoraria/bioraria/per fasce.

Le variazioni di tutti i dati caratteristici della fornitura del precedente elenco, saranno recepite dal GSE a partire dal primo giorno del mese successivo a quello della variazione e solo a valle dell’invio del corretto flusso informativo, tramite portale, da parte dell’impresa di vendita cui l’USSP è ricompreso.

Ogni variazione sarà storicizzata dal GSE e resa disponibile all’USSP prima di procedere alla determinazione ed erogazione del contributo  $C_s$  tanto in fase di acconto che di conguaglio.

Per il calcolo del  $C_{us}$  è dunque necessario determinare i corrispettivi regolati con dettaglio mensile applicando nelle formule descritte nei precedenti paragrafi i valori mensili della  $P_i$ ,  $E_{PR,m}$  in modo da tener conto anche delle eventuali variazioni di tipologia del cliente che possono aversi nel corso dell’anno solare.

##### **VARIAZIONE DELL’IMPRESA DI VENDITA – SWITCHING DA PARTE DELL’USSP**

Nel caso in cui un USSP, abbia nel corso dell’anno cambiato la propria impresa di vendita per l’approvvigionamento dell’energia elettrica in prelievo, dovrà darne comunicazione al GSE tramite il portale informativo indicando la data di decorrenza del nuovo contratto e l’impresa di vendita subentrante.

Ogni variazione sarà storicizzata dal GSE e validata/confermata dall’impresa di vendita subentrante prima di procedere alla determinazione ed erogazione del contributo  $C_s$  di conguaglio.

In tutti i casi di *switching* da parte dell'USSP della propria impresa di vendita, per la determinazione del contributo  $C_S$  di conguaglio, i flussi informativi di anagrafica e di misure saranno:

- trasmessi dalla impresa di vendita subentrante a partire dal primo mese per cui lo switching risulti essere validato da Terna;
- trasmessi dalla impresa di vendita preesistente fino al mese che precede lo switching.

Dunque, in fase di determinazione del contributo  $C_S$  di conguaglio, il GSE verificherà la completezza delle informazioni trasmesse dalle imprese di vendita in oggetto.

### **Determinazione del contributo in conto scambio $C_S$ a conguaglio nei casi di switching<sup>9</sup>**

Il contributo  $C_S$  a conguaglio è definito pari a:

$$C_S = \min[O_{E;V\_old} + O_{E;V\_new}; C_{EI}] + C_{US} \times E_S$$

dove il termine  $O_E$ , per il generico cliente in regime di scambio sul posto (tariffa  $T_i$ ) è ottenuto come somma di due contributi:

$$O_E = O_{E;V\_old} + O_{E;V\_new}$$

con:

$O_{E;V\_old}$  = Quota parte energia dell'onere annualmente sostenuto per l'acquisto dell'energia elettrica prelevata dall'USSP, espressa in [€], addebitabile all'impresa di vendita precedente.

$$O_{E;V\_old} = O_{PR;V\_old} - T_i \times \sum_1^{m_{Switch}} E_{PR;m}$$

$O_{E;V\_new}$  = Quota parte energia dell'onere annualmente sostenuto per l'acquisto dell'energia elettrica prelevata dall'USSP, espressa in [€], addebitabile all'impresa di vendita subentrata.

$$O_{E;V\_new} = O_{PR;V\_new} - T_i \times \sum_{(m_{Switch})+1}^{12} E_{PR;m}$$

### **4.10 Criteri di calcolo nei casi in cui ad un unico punto di scambio risultano collegati più impianti di produzione di diversa tipologia aventi diritto al servizio di SSP [multi-istanza]**

I criteri puntuali di calcolo da applicarsi nei casi in cui a unico punto di scambio siano collegati più impianti di produzione di diversa tipologia aventi diritto ad accedere al SSP, sono individuati dal GSE ai sensi dell'art. 10, comma 10.1.

<sup>9</sup> Nel caso di switching è necessario applicare una ripartizione proporzionale delle componenti fisse e in potenza delle tariffe.

E' consentito avvalersi del meccanismo dello SSP anche collegando ad un medesimo punto di connessione diverse tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili ovvero cogenerativi ad alto rendimento purché:

1. la potenza nominale attiva complessiva non risulti superiore a 200 kW (se l'USSP è il Ministero della Difesa, è possibile avvalersi del meccanismo dello scambio sul posto anche collegando sul medesimo punto di connessione impianti la cui potenza attiva complessiva è superiore a 200 kW purché alimentati da fonti rinnovabili);
2. tutti gli impianti collegati al medesimo punto, siano nella disponibilità del soggetto controparte del contratto di acquisto riferito all'energia elettrica prelevata;
3. tutti gli impianti collegati al medesimo punto, hanno il diritto di optare per il regime di SSP ai sensi l'articolo 17, comma 1 del decreto del Ministero dello Sviluppo Economico e del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare del 18 dicembre 2008 [per impianti alimentati a fonti rinnovabili] , ovvero ai sensi l'articolo 6, comma 6, del decreto legislativo n. 20/07 [per impianti cogenerativi ad alto rendimento] (se l'USSP è un comune con popolazione fino a 20.000 residenti o il Ministero della Difesa, è possibile avvalersi del meccanismo dello scambio sul posto anche collegando sul medesimo punto di connessione solo impianti alimentati a fonti rinnovabili ma non impianti cogenerativi);
4. il servizio di scambio sul posto venga richiesto dall' USSP per la totalità degli impianti collegati al medesimo punto;
5. siano presenti, per tutti gli impianti collegati al medesimo punto, Apparecchiature di Misura di cui all' art. 6 della deliberazione n. 88/07 (di seguito "AdM-88/07");

Ciò premesso, il GSE procede ad attivare un'istanza multipla (multi-istanza) nei casi in cui a un unico punto di connessione alla rete risultino connesse più unità produttive di cogenerazione ad alto rendimento (CAR) e/o alimentate da fonti energetiche rinnovabili (FER) ma identificate da Terna e dal Gestore di rete competente con lo stesso codice identificativo CENSIMP.

### Cs A CONGUAGLIO

Il calcolo del contributo in conto scambio a conguaglio sarà processato sulla base dei dati reali rilevati sulle "AdM-88/07" così come inviati dall'USSP al GSE con dichiarazione sostitutiva di atto notorio ai sensi del DPR 28 dicembre 2000, n. 445. Resta ferma la possibilità, per il GSE, di effettuare verifiche sugli impianti, ai sensi dell'articolo 7 del TISP, al fine di accertare la veridicità delle informazioni e dei dati trasmessi.

Ad ogni modo, in aggiunta a tale comunicazione, l'USSP è tenuto a inviare al GSE, per ogni singola unità produttiva *UPj*, il dato della misura dell'energia elettrica prodotta così come rilevato e comunicato all'Ufficio Tecnico di Finanza ("AdM -UTF") ove previsto dalla normativa vigente.

Per la determinazione del contributo in conto scambio a conguaglio, sono riconosciuti gli oneri generali di sistema (componenti A e UC), esclusivamente per la quota parte di energia elettrica scambiata con la rete attribuibile alle immissioni da fonte rinnovabile.

Qualora almeno una delle *UPj* per la quale è stata attivata una multistanza non dovesse risultare cogenerativo ad alto rendimento, anche a seguito delle verifiche effettuate ai sensi della deliberazione n. 42/02, ovvero non dovesse rispettare il requisito di cui al comma 2.2, lettera a) del TISP, nel caso di centrali ibride, l'utente dello scambio, con riferimento all'anno corrente, restituisce al GSE quanto ottenuto in applicazione dell'articolo 6 del TISP, maggiorato degli interessi legali.

In questi casi, per la **totale energia elettrica immessa in rete**, il GSE applica all'utente dello scambio le condizioni di cui alla deliberazione n. 280/07.

Il calcolo del contributo in conto scambio a conguaglio, per la generica unità produttiva  $UP_j$ , è definito dal "pro-quota" dell'energia elettrica annualmente prodotta, ed è pari a:

$$C_{S;UPj} = \min[O_E; C_{EI}] \times \frac{E_{prod;UPj}}{E_{prod;tot}} + [C_{US}(UPj) \times E_S \times \frac{E_{prod;UPj}}{E_{prod;tot}}]$$

dove

$E_{prod;UPj}$  = Energia prodotta [kWh] nell'anno solare dalla unità produttiva j-sima  $UP_j$  così come comunicata attraverso il portale informatico dall'USSP con dichiarazione UTF e/o dichiarazione sostitutiva di atto notorio ai sensi del DPR 28 dicembre 2000, n. 445, ovvero dal gestore di rete nei casi previsti dalla deliberazione n. 88/07 e sue successive modifiche e integrazioni

$E_{prod;tot}$  = Energia prodotta [kWh] nell'anno solare dalla totalità delle unità produttive che condividono il medesimo punto di connessione con la rete

#### **4.11 Gestione delle anomalie e comunicazioni**

Ai sensi dell'articolo 7.4 del TISP, il GSE segnala all'Autorità ogni anomalia riscontrata per metterla in grado di adottare i provvedimenti di propria competenza.

A tale fine il GSE raccoglie l'elenco delle **anomalie** emerse nel corso delle attività d'istruttoria per l'adesione allo scambio sul posto, di acquisizione dei dati anagrafici degli impianti e di misura dell'energia elettrica.

Si verifica la mancata comunicazione verso il GSE qualora il gestore di rete o l'impresa di vendita:

- non ottemperi all'obbligo di invio nei tempi richiesti dal GSE;
- non fornisca riscontro alle richieste di verifica per anomalie riscontrate dal GSE.

In tali casi il GSE intraprende sistematiche azioni di sollecito verso il soggetto inadempiente per acquisire, per ogni impianto, il dato necessario per il corretto calcolo del contributo in acconto o conguaglio. La tempistica seguita dal GSE segue le scadenze utili per il calcolo e per la comunicazione all'USSP dell'importo del contributo in conto scambio in acconto o a conguaglio.

In particolare, i gestori di rete ricevono i seguenti solleciti:

- in caso di mancata trasmissione delle misure entro il 20 del mese successivo (m+1) a quello di competenza (m), il GSE invia in automatico una mail di comunicazione al gestore di rete inerente le misure mancanti nel mese (m);
- in caso di mancata trasmissione delle misure entro il 25 del mese successivo (m+1) a quello di competenza (m), il GSE invia in automatico una seconda mail di sollecito al gestore di rete relativamente a tutte le misure mancanti nel periodo compreso dal mese di inizio convenzione fino al mese (m) di competenza;

- in caso di mancata trasmissione delle misure entro l'ultimo giorno del mese di marzo dell'anno successivo (a+1) a quello (a) di competenza, il GSE invia una mail di comunicazione relativa a tutte le misure mancanti nell'anno solare (a);
- in caso di mancata trasmissione delle misure entro l'ultimo giorno del mese di giugno dell'anno successivo (a+1) a quello (a) di competenza, il GSE invia una mail di comunicazione relativa a tutte le misure mancanti nell'anno solare (a).

Con riferimento invece ai dati che devono essere trasmessi alle imprese di vendita, vengono attuati i seguenti solleciti: :

- in caso di mancata trasmissione delle anagrafiche entro il 20 del mese successivo (m+1) a quello di competenza (m), il GSE invia in automatico una mail di comunicazione all'impresa di vendita inerente le anagrafiche di competenza mancanti nel mese n.
- in caso di mancata trasmissione delle anagrafiche entro l'ultimo giorno del mese di marzo dell'anno successivo (a+1) a quello (a) di competenza, il GSE invia una mail di comunicazione relativa a tutte le anagrafiche mancanti nell'anno solare (a).
- in caso di mancata trasmissione delle anagrafiche entro l'ultimo giorno del mese di giugno dell'anno successivo (a+1) a quello (a) di competenza, il GSE invia una comunicazione relativa a tutte le misure anagrafiche nell'anno solare (a).
- in caso di mancata trasmissione degli OPR entro l'ultimo giorno del mese di marzo dell'anno successivo (a+1) a quello (a) di competenza, viene inviato una mail di comunicazione relativa a tutti gli OPR mancanti nell'anno solare (a).
- in caso di mancata trasmissione degli OPR entro l'ultimo giorno del mese di giugno dell'anno successivo (a+1) a quello (a) di competenza, il GSE invia una comunicazione relativa a tutti gli OPR nell'anno solare (a).

A seguito della ricezione delle suddette comunicazioni le imprese di vendita possono segnalare al GSE, per le opportune correzioni, l'elenco degli eventuali utenti dello scambio non ricompresi tra i propri clienti.

Il GSE comunica annualmente all'AEEG, entro il 30 giugno dell'anno successivo a quello di competenza del contributo, l'elenco dei soggetti (gestori di rete e imprese di vendita) che, consecutivamente o per più periodi, siano risultati inadempienti. La comunicazione viene inviata per conoscenza al soggetto inadempiente e agli USSP interessati.

L'invio della segnalazione all'AEEG non esime il soggetto inadempiente dal produrre i dati richiesti.

## **5. Indicatori relativi al servizio di scambio sul posto**

L'AEEG con la deliberazione ARG/elt 226/10 ha introdotto degli indicatori al fine verificare la tempestività nell'adempimento degli obblighi del TISP da parte delle imprese di vendita, gestori di rete e GSE nonché di regolare le rispettive responsabilità nei casi di ritardo.

Il GSE trasmetterà all'AEEG con cadenza annuale:

- entro il 30 aprile dell'anno successivo a quello di riferimento, un rapporto che evidenzi, per ciascun gestore di rete, il numero dei dati di misura complessivamente necessari ai fini del rispetto del TISP e in numero di misure trasmesse al GSE entro i termini di cui al punto 3, lettera a2) della deliberazione ARG/elt 226/10;
- entro il 30 aprile dell'anno successivo a quello di riferimento, un rapporto che evidenzi, per ciascuna impresa di vendita, il numero delle informazioni necessarie ai fini del rispetto del TISP e il numero delle informazioni trasmesse al GSE entro i termini di cui al punto 3, lettera b1) della deliberazione ARG/elt 226/10;
- entro il 15 luglio dell'anno successivo a quello di riferimento, un rapporto che evidenzi il numero delle convenzioni attive nell'anno di riferimento, il numero dei contributi in cono scambio  $C_s$  pubblicati entro i termini di cui al punto 3, lettera c1) della deliberazione ARG/elt 226/10 nonché il numero dei pagamenti effettuati agli USSP entro i termini di cui al punto 3, lettera d1) della medesima deliberazione.

## 5.1 Definizioni

Si riportano di seguito le definizioni utilizzate all'interno del paragrafo 5 del documento rilevanti per la determinazione degli indicatori:

$Conv\_Attive_{m,a}$  = Numero delle convenzioni attive con almeno un giorno di validità nel mese "m" nell'anno "a" (risultanti alla data del 31 gennaio dell'anno a+1)

$Conv\_Attive_a$  = Numero delle convenzioni attive con almeno un giorno di validità nell'anno "a" (risultanti alla data del 31 gennaio dell'anno a+1)

$$Conv\_Attive_a = \sum_{m=1}^{12} Conv\_Attive_{m,a}$$

$Anagraf\_Trasmesse_{k,a}$  = Numero delle anagrafiche trasmesse dall'impresa di vendita "k" entro il 31 marzo dell'anno "a+1" relative alle convenzioni attive nell'anno "a"

$Anagraf\_Attese_{k,a}$  = Numero delle anagrafiche attese dall'impresa di vendita "k" entro il 31 marzo dell'anno "a+1" relative alle convenzioni attive nell'anno "a"



$Misure\_Trasmesse_{j,m,a}$	= Numero delle misure trasmesse dal gestore di rete “j” entro la scadenza fissata dall’articolo 9, comma 1 del TISP relative alle convenzioni attive nel mese “m” dell’anno “a”
$Misure\_Attese_{j,m,a}$	= Numero delle misure attese dal gestore di rete “j” entro la scadenza fissata dall’articolo 9, comma 1 del TISP relative alle convenzioni attive nel mese “m” dell’anno “a”
$Misure\_Trasmesse_{j,a}$	= Numero delle misure trasmesse dal gestore di rete “j” entro il 31 marzo dell’anno “a+1” relative alle convenzioni attive nell’anno “a”
$Misure\_Attese_{j,a}$	= Numero delle misure attese dal gestore di rete “j” entro il 31 marzo dell’anno “a+1” relative alle convenzioni attive nell’anno “a”
$O_{PR}\_Trasmessi_{k,a}$	= Numero degli $O_{PR}$ trasmessi dall’impresa di vendita “k” entro il 31 marzo dell’anno “a+1” relative alle convenzioni attive nell’anno “a”
$C_S\_Pubblicati_a$	= Numero dei $C_S$ pubblicati entro il 15 maggio dell’anno “a+1” relativi alle convenzioni attive nell’anno “a” (risultanti alla data del 31 gennaio dell’anno a+1)
$C_S\_Pubblicati\_Attesi_a$	= Numero degli $C_S$ pubblicati attesi dell’anno “a+1” relativi alle convenzioni attive nell’anno “a” (risultanti alla data del 31 gennaio dell’anno a+1)
$C_S\_Erogati_a$	= Numero degli $C_S$ erogati entro il 30 giugno dell’anno “a+1” relativi alle convenzioni attive nell’anno “a” (risultanti alla data del 31 gennaio dell’anno a+1)
$C_S\_Erogati\_Attesi_a$	= Numero degli $C_S$ erogati attesi entro il 30 giugno dell’anno “a+1” relativi alle convenzioni attive nell’anno “a” (risultanti alla data del 31 gennaio dell’anno a+1)

## **5.2 Indicatori sui dati trasmessi da parte del gestore di rete**

Il GSE, ai sensi dal punto 3, comma a) della deliberazione ARG/elt 226/10 determina i seguenti indicatori sui dati di misura trasmessi dai gestori di rete:

1. Indicatore sulle misure da trasmettere, dal gestore di rete “j” entro la scadenza prefissata dall’articolo 9, comma 1 del TISP come definito al punto 3, lettera a1) della deliberazione ARG/elt 226/10

$$I_{\text{misure}_{j,m,a}} = \frac{\text{Misure}_{\text{Trasmesse}_{j,m}}}{\text{Misure}_{\text{Attese}_{j,m}}}$$

2. Indicatore sulle misure necessarie alla determinazione del  $C_s$  di conguaglio da trasmettere complessivamente al GSE dal gestore di rete “j” entro il 31 marzo dell’anno successivo a quello di riferimento come definito al punto 3, lettera a2) della deliberazione ARG/elt 226/10

$$I_{\text{misure}_{j,a}} = \frac{\text{Misure}_{\text{Trasmesse}_{j,a}}}{\text{Misure}_{\text{Attese}_{j,a}}}$$

3. Indicatore sul numero delle misure mancanti alla data del 30 giugno dell’anno successivo a quello di riferimento rispetto ai dati trasmessi dal medesimo gestore di rete in adempimento della lettera a2) come definito al punto 3, lettera a3) della deliberazione ARG/elt 226/10

$$I_{\text{misure}_{\text{manc}_{j,a}}} = \text{Misure}_{\text{Attese}_{j,a}} - \text{Misure}_{\text{Trasmesse}_{j,a}}$$

## **5.3 Indicatori sui dati trasmessi da parte dell’impresa di vendita**

Il GSE, ai sensi dal punto 3, comma b) della deliberazione ARG/elt 226/10 determina i seguenti indicatori sui dati trasmessi dalle imprese di vendita:

1. Indicatore sui dati di anagrafica da trasmettere dall’impresa di vendita “k” entro il 31 marzo dell’anno successivo a quello di riferimento come definito al punto 3, lettera b1) della deliberazione ARG/elt 226/10

$$I_{\text{anagraf}_{k,a}} = \frac{\text{Anagraf}_{\text{Trasmesse}_{k,a}}}{\text{Anagraf}_{\text{Attese}_{k,a}}}$$

2. Indicatore sui dati  $O_{PR}$  da trasmettere dall’impresa di vendita “k” entro il 31 marzo dell’anno successivo a quello di riferimento come definito al punto 3, lettera b1) della deliberazione ARG/elt 226/10

$$I_{O_{PR-k,a}} = \frac{O_{PR-} Trasmessi_{-k,a}}{O_{PR-} Attesi_{-k,a}}$$

3. Indicatore sul numero delle anagrafiche mancanti alla data del 30 giugno dell'anno successivo a quello di riferimento rispetto ai dati trasmessi dalla medesima impresa di vendita in adempimento della lettera b1) come definito al punto 3, lettera b2) della deliberazione ARG/elt 226/10

$$I_{O_{PR-k,a}} = O_{PR-} Attesi_{k,a} - O_{PR-} Trasmessi_{k,a}$$

4. Indicatore sul numero dei dati  $O_{PR}$  mancanti alla data del 30 giugno dell'anno successivo a quello di riferimento rispetto ai dati trasmessi dalla medesima impresa di vendita in adempimento della lettera b1) come definito al punto 3, lettera b2) della deliberazione ARG/elt 226/10

$$I_{anagraf\_manc\_k,a} = Anagraf\_ Attese_{k,a} - Anagraf\_ Trasmesse_{k,a}$$

#### **5.4 Indicatori sulle pubblicazioni ed erogazioni dei contributi in conto scambio da parte del GSE**

Il GSE, ai sensi dal punto 3, comma c) della deliberazione ARG/elt 226/10 determina i seguenti indicatori sui contributi  $C_S$  a conguaglio:

1. Indicatore sui  $C_S$  di conguaglio pubblicati entro il 15 maggio dell'anno successivo a quello di riferimento come definito al punto 3, lettera c1) della deliberazione ARG/elt 226/10

$$I_{C_S-Pubblicati_a} = \frac{C_S-Pubblicati_a}{Conv-Attive_a}$$

2. Indicatore sui  $C_S$  di conguaglio pubblicati mancanti alla data del 31 agosto dell'anno successivo a quello di riferimento in adempimento della lettera c1) come definito al punto 3, lettera c2) della deliberazione ARG/elt 226/10

$$I_{C_S-Pubblicati\_manc} = C_S-Pubblicati\_Attesi_a - C_S-Pubblicati_a$$

3. Indicatore sui  $C_S$  di conguaglio erogati entro il 30 giugno dell'anno successivo a quello di riferimento come definito al punto 3, lettera d1) della deliberazione ARG/elt 226/10

$$I_{C_S-Erogati_a} = \frac{C_S-Erogati_a}{Conv-Attive_a}$$

4. Indicatore sui  $C_S$  di conguaglio erogati mancanti alla data del 30 settembre dell'anno successivo a quello di riferimento in adempimento della lettera d1) come definito al punto 3, lettera d2) della deliberazione ARG/elt 226/10

$$I_{C_S\_Erogati\_manc} = C_S\_Erogati\_Attesi_a - C_S\_Erogati_a$$