

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE**  
**322/2012/R/EEL**

**REVISIONE DEL TESTO INTEGRATO PER LO SCAMBIO SUL  
POSTO**

*Mercato di incidenza: energia elettrica*

*26 luglio 2012*

## **Premessa**

*Il servizio di scambio sul posto è una particolare forma di autoproduzione in sito che consente di compensare l'energia elettrica prodotta e immessa in rete in un'ora con quella prelevata e consumata in un'ora diversa da quella in cui avviene la produzione; nello scambio sul posto si utilizza quindi il sistema elettrico quale strumento per l'immagazzinamento virtuale dell'energia elettrica prodotta ma non contestualmente autoconsumata. Attualmente il servizio di scambio sul posto è erogato dal Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. – GSE (di seguito: GSE); le condizioni per l'erogazione, vigenti dal 2009, sono definite dalla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) ARG/elt 74/08 (di seguito: Testo Integrato per lo Scambio sul Posto).*

*Il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, 6 luglio 2012 (di seguito: decreto interministeriale 6 luglio 2012) ha previsto che l'Autorità aggiorni la disciplina dello scambio sul posto al fine di semplificarne la fruizione anche per gli impianti già entrati in esercizio.*

*L'Autorità, con il presente documento per la consultazione, intende proporre i propri orientamenti in materia di scambio sul posto per dare attuazione alle disposizioni previste dal decreto interministeriale 6 luglio 2012, anche tenendo conto delle criticità riscontrate nei primi anni di applicazione del Testo Integrato per lo Scambio sul Posto.*

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire alla Direzione Mercati dell'Autorità, per iscritto, le loro osservazioni entro il **28 settembre 2012**.*

*Ai sensi dell'articolo 4, comma 4.10, dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità GOP 46/09, le osservazioni al presente documento per la consultazione saranno pubblicate sul sito internet dell'Autorità; a tal fine, i soggetti che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, della documentazione inviata sono tenuti a indicare quali parti della propria documentazione sono da considerare riservate. È preferibile che i soggetti interessati inviino le proprie osservazioni e commenti attraverso il servizio interattivo messo a disposizione sul sito internet dell'Autorità. In alternativa, le osservazioni dovranno pervenire al seguente indirizzo tramite uno solo di questi mezzi: e-mail (preferibile) con allegato il file contenente le osservazioni, fax o posta.*

**Autorità per l'energia elettrica e il gas**  
**Direzione Mercati**  
**Unità fonti rinnovabili, produzione di energia e impatto ambientale**  
**Piazza Cavour, n. 5 – 20121 Milano**  
**tel. 02.65565.284/211**  
**fax 02.65565.265**  
**e-mail: [mercati@autorita.energia.it](mailto:mercati@autorita.energia.it)**  
**sito internet: [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it)**

## 1. Introduzione

Il servizio di scambio sul posto è una particolare forma di autoproduzione in sito che consente di compensare l'energia elettrica prodotta e immessa in rete in un'ora con quella prelevata e consumata in un'ora diversa da quella in cui avviene la produzione; nello scambio sul posto si utilizza quindi il sistema elettrico quale strumento per l'immagazzinamento virtuale dell'energia elettrica prodotta ma non contestualmente autoconsumata.

Lo scambio sul posto riguarda quindi l'energia elettrica immessa e quella prelevata, non anche la parte dell'energia elettrica prodotta e istantaneamente consumata (che, pertanto, non viene immessa in rete).

Lo scambio sul posto può essere applicato, in alternativa alla vendita dell'energia elettrica immessa in rete, nel caso di:

- impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW, come previsto dal decreto legislativo n. 387/03;
- impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza superiore a 20 kW e fino a 200 kW entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007, come previsto dalla legge n. 244/07 (la soglia di 200 kW non trova applicazione nel caso del Ministero della Difesa, come inizialmente previsto dalla legge n. 99/09 e, attualmente, dal decreto legislativo n. 66/10);
- impianti cogenerativi ad alto rendimento di potenza fino a 200 kW, come previsto dal decreto legislativo n. 20/07.

Attualmente, a decorrere dall'1 gennaio 2009, il servizio di scambio sul posto è erogato dal Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. – GSE (di seguito: GSE), sulla base delle condizioni definite dalla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) ARG/elt 74/08 (di seguito: Testo Integrato per lo Scambio sul Posto). L'attuale servizio di scambio sul posto, a differenza di quello vigente fino al 31 dicembre 2008, consiste nella compensazione economica tra l'energia elettrica prelevata e l'energia elettrica immessa (non più nella compensazione fisica)<sup>1</sup>. Più in dettaglio, lo scambio sul posto si concretizza all'atto dell'erogazione, da parte del GSE, di un contributo in conto scambio (di seguito: contributo CS) che garantisca, al più, l'equivalenza tra quanto pagato dall'utente per l'energia elettrica prelevata e il valore dell'energia elettrica immessa in rete. Le eventuali eccedenze economiche possono essere liquidate ovvero mantenute a credito, presso il GSE, per compensazioni negli anni successivi, senza scadenza. Il servizio di scambio sul posto attualmente vigente viene meglio descritto nel paragrafo 2.1.

L'articolo 23 del decreto interministeriale 6 luglio 2012:

- al comma 2, ha previsto che l'Autorità aggiorni la disciplina delle condizioni tecnico-economiche dello scambio sul posto al fine di semplificarne la fruizione anche per gli impianti già entrati in esercizio;
- al comma 3, ha disposto che, con l'aggiornamento del meccanismo dello scambio sul posto, si preveda che l'energia elettrica immessa sia valorizzata ai prezzi di mercato e, in aggiunta, si stabiliscano corrispettivi medi forfetari annualmente definiti e pubblicati dall'Autorità per gli oneri mediamente sostenuti per l'utilizzo della rete, commisurati alla potenza degli impianti e alla fonte utilizzata, da applicare

---

<sup>1</sup> Per ulteriori dettagli in relazione al servizio di scambio sul posto vigente fino al 31 dicembre 2008 e alle motivazioni che hanno indotto alla definizione delle nuove condizioni per l'erogazione di tale servizio, si rimanda alla Relazione tecnica allegata alla deliberazione ARG/elt 74/08.

limitatamente alla quantità di energia elettrica scambiata con la rete, come comunicata dai gestori di rete.

L'Autorità, anche tenendo conto delle criticità riscontrate nei primi anni di applicazione del Testo Integrato per lo Scambio sul Posto (riassunte nel paragrafo 2.2), con il presente documento per la consultazione intende illustrare i propri orientamenti in materia di scambio sul posto per dare attuazione alle disposizioni previste dal decreto interministeriale 6 luglio 2012 (si veda il paragrafo 3).

## **2. Attuali modalità di erogazione del servizio di scambio sul posto**

### **2.1 Il Testo Integrato per lo Scambio sul Posto**

Con il Testo Integrato per lo Scambio sul Posto (vigente dall'1 gennaio 2009), l'Autorità ha previsto che lo scambio sul posto sia erogato dal GSE ai soggetti, denominati utenti dello scambio (di seguito: USSP) per i quali si verificano tutte le seguenti condizioni:

- l'USSP è un cliente finale (libero o in maggior tutela) o un soggetto mandatario del cliente finale, qualora quest'ultimo operi sul libero mercato;
- l'USSP è titolare o dispone di:
  - a) impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW e impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza superiore a 20 kW fino a 200 kW entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007. Rientrano le centrali ibride qualora, su base annua, la produzione non imputabile alle fonti rinnovabili sia inferiore al 5% della produzione totale. Nel caso in cui l'USSP sia il Ministero della Difesa, ovvero un soggetto terzo mandatario del medesimo Ministero, non si applica il limite di 200 kW;
  - b) impianti di cogenerazione ad alto rendimento di potenza fino a 200 kW;
- l'USSP deve essere controparte del contratto di acquisto riferito all'energia elettrica prelevata sul punto di connessione;
- il punto di connessione, attraverso cui l'energia elettrica oggetto di scambio viene immessa e prelevata è unico, fatte salve le eccezioni espressamente previste dalla legge n. 99/09 nel caso di Comuni con popolazione fino a 20.000 residenti e dal decreto legislativo n. 66/10 nel caso del Ministero della Difesa<sup>2</sup>.

Qualora lo scambio sul posto sia riferito a un impianto fotovoltaico oggetto di incentivazione ai sensi dei decreti interministeriali 28 luglio 2005, 6 febbraio 2006, 19 febbraio 2007, 6 agosto 2010 o 5 maggio 2011, l'USSP coincide con il soggetto responsabile che percepisce l'incentivo in conto energia. Lo scambio sul posto non può essere erogato in relazione all'energia elettrica prodotta e immessa da impianti fotovoltaici che beneficiano del cosiddetto V conto energia, di cui al decreto interministeriale 6 luglio 2012, come previsto dal medesimo decreto.

---

<sup>2</sup> Inizialmente la legge n. 99/09 ha previsto che il Ministero della Difesa potesse usufruire, per l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta senza tener conto dell'obbligo di coincidenza tra il punto di immissione e il punto di prelievo dell'energia scambiata con la rete e fermo restando il pagamento degli oneri di rete, anche per impianti di potenza superiore a 200 kW. Successivamente, il decreto legislativo n. 66/10 (Codice dell'ordinamento militare) ha abrogato la legge n. 99/09 nella parte sopra richiamata, trasferendone l'intero contenuto al proprio interno.

L'attuale scambio sul posto prevede che l'USSP acquisti l'intera quantità di energia elettrica prelevata da un qualsiasi venditore (ivi inclusi i venditori in maggior tutela per gli aventi diritto); inoltre, il medesimo utente sigla con il GSE la convenzione per lo scambio sul posto, sulla base della quale il GSE prende in consegna l'intera quantità di energia elettrica immessa, vendendola sul mercato e regolando i contratti di trasmissione, distribuzione e di dispacciamento con le imprese distributrici e con Terna. Il GSE, sempre nell'ambito della convenzione per lo scambio sul posto, eroga all'USSP il contributo CS, pari a:

$$CS = \min (O_E; C_{Ei}) + CU_S * E_S$$

dove:

- $O_E$  è l'onere energia, espresso in € effettivamente sostenuto dall'USSP per l'approvvigionamento dell'energia elettrica prelevata, al netto degli oneri associati ai servizi di trasmissione, distribuzione, misura e di dispacciamento comprensivi delle relative componenti fisse (ove presenti), nonché delle componenti A, UC ed MCT. Il termine  $O_E$  viene calcolato a partire dall'onere, espresso in € sostenuto dall'USSP per l'approvvigionamento dell'energia elettrica prelevata ( $O_{PR}$ ). Il termine  $O_{PR}$ , a sua volta, è pari alla somma dei totali delle bollette emesse nell'anno solare di riferimento, per l'approvvigionamento dell'energia elettrica prelevata e deve risultare evidente dalle fatture che l'impresa di vendita trasmette al proprio cliente finale, oltre che al GSE qualora esplicitamente richiesto. Nel caso in cui l'USSP sia un cliente finale non dotato di partita Iva l'onere  $O_{PR}$  viene espresso al lordo dell'Iva e delle accise; in tutti gli altri casi, l'onere  $O_{PR}$  viene espresso al lordo delle accise e al netto dell'Iva<sup>3</sup>;
- $C_{Ei}$  è il controvalore dell'energia elettrica immessa in rete, espresso in € determinato sulla base dei prezzi zionali orari che si formano sul mercato del giorno prima (MGP)<sup>4</sup>;
- $CU_S$  è il corrispettivo unitario di scambio, espresso in c€/kWh, pari alla somma delle componenti tariffarie variabili "rimborsabili". Più in dettaglio, il valore del corrispettivo  $CU_S$ , nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili, è pari alla somma delle componenti variabili della tariffa di trasmissione, della tariffa di distribuzione, degli oneri di sistema (A e UC) e del dispacciamento, mentre, nel caso di impianti di cogenerazione ad alto rendimento, è pari alla somma delle componenti variabili della tariffa di trasmissione, della tariffa di distribuzione e del dispacciamento. Il corrispettivo  $CU_S$  non include la componente MCT perché essa è applicata ai consumi di energia elettrica, anziché ai prelievi, e pertanto non può essere restituita<sup>5</sup>. Il valore del corrispettivo  $CU_S$  dipende dalla tipologia di cliente finale e

---

<sup>3</sup> Pertanto, il termine  $O_E$  nel caso di USSP non dotati di partita Iva include le accise e l'Iva; nel caso di USSP dotati di partita Iva include solo le accise (non anche l'Iva).

<sup>4</sup> L'effettiva possibilità di associare i prezzi orari all'energia elettrica immessa dipende dai dati di misura disponibili. Nei casi in cui non sia disponibile la misura oraria dell'energia elettrica immessa, viene utilizzato un prezzo coerente con i dati di misura disponibili (ad esempio, a misure per fasce orarie dell'energia elettrica immessa si associa un prezzo zonale medio per ciascuna fascia oraria). Si evidenzia anche che, nel caso di impianti fotovoltaici per i quali non si ha la disponibilità delle misure su base oraria o per fasce, il prezzo riconosciuto per l'energia elettrica immessa è pari alla media aritmetica mensile dei prezzi zionali orari delle sole ore ricomprese tra l'ottava e la ventesima ora, come registrati nel medesimo mese.

<sup>5</sup> La componente MCT è stata introdotta, per ogni kWh consumato, dalla legge n. 368/03 per la raccolta di fondi a favore dei siti che ospitano centrali nucleari e impianti del ciclo del combustibile nucleare.

dalla potenza impegnata e disponibile dell'USSP: l'Appendice A riporta i valori del corrispettivo  $CU_S$  per alcune tipologie di clienti finali;

- $E_S$  è la quantità di energia elettrica scambiata in ciascun anno solare, espressa in kWh, pari al minimo tra la quantità di energia elettrica prelevata nell'anno solare ( $E_P$ ) e la quantità di energia elettrica immessa nell'anno solare ( $E_I$ ).

In pratica, il contributo CS include due componenti:

- a) la prima, pari al  $\min(O_E; C_{Ei})$ , è finalizzata alla **compensazione economica** tra il valore dell'energia elettrica immessa ( $C_{Ei}$ ) e il valore della parte energia dell'energia elettrica prelevata ( $O_E$ ). Il GSE, cioè, riconosce all'USSP il valore economico dell'energia elettrica immessa ( $C_{Ei}$ ) nei limiti del valore economico dell'energia elettrica prelevata al netto delle componenti "di rete" ( $O_E$ ). Nel caso in cui il valore dell'energia elettrica immessa sia superiore a quello dell'energia elettrica prelevata, tale maggior valore, a scelta dell'USSP, viene liquidato<sup>6</sup> o viene riportato a credito negli anni solari successivi senza scadenza. Nel caso in cui tale maggior valore sia liquidato, esso si configura come contributo ulteriore e diverso rispetto al contributo relativo allo scambio sul posto;
- b) la seconda, pari a  $CU_S * E_S$ , è finalizzata alla **restituzione** all'USSP, da parte del GSE, del corrispettivo  $CU_S$  per la quantità di energia elettrica scambiata. È come se, limitatamente alla quantità di energia elettrica scambiata, non fosse stata utilizzata la rete. I costi dell'utilizzo della rete, non allocati agli USSP, sono allocati agli altri clienti finali tramite la componente tariffaria  $A_3$ .

Mentre la compensazione economica di cui alla lettera a) deriva dalla valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete, la restituzione dei corrispettivi tariffari di cui alla lettera b) rappresenta il vero e proprio incentivo intrinseco nello scambio sul posto.

La regolazione economica del servizio di scambio sul posto viene effettuata dal GSE a conguaglio su base annuale solare, a seguito dell'espletamento degli adempimenti posti in capo all'USSP e alle società di vendita, nonché degli obblighi informativi in capo ai soggetti responsabili della raccolta, validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica. Il GSE prevede altresì una regolazione periodica in acconto secondo criteri proposti dal medesimo che rispettino i seguenti principi:

- il contributo CS in acconto viene erogato in anticipo rispetto al periodo temporale di riferimento;
- è possibile prevedere condizioni per l'ottimizzazione delle tempistiche di pagamento, ad esempio prevedendo che l'erogazione di uno dei contributi in conto scambio in acconto avvenga contestualmente all'erogazione del contributo CS a conguaglio;
- il contributo CS viene sempre erogato entro le scadenze definite nel rispetto di quanto previsto al precedente punto, al più con l'unica eccezione del caso in cui, per una scadenza, gli importi complessivamente spettanti siano inferiori a 15 €

---

<sup>6</sup> Inizialmente, per le sole fonti rinnovabili, tale maggiore valorizzazione non poteva essere liquidata perché l'articolo 6, comma 2, del decreto legislativo n. 387/03, nella sua versione originaria, vietava la vendita nell'ambito dello scambio sul posto. Tale vincolo è stato rimosso dall'articolo 27, comma 45, della legge n. 99/09 che ha modificato l'articolo 6, comma 2, del decreto legislativo n. 387/03 al fine di consentire, nell'ambito dello scambio sul posto, che l'energia elettrica prodotta possa essere remunerata a condizioni economiche di mercato per la parte immessa in rete e nei limiti del valore eccedente il costo sostenuto per il consumo dell'energia.

- il valore in acconto del contributo CS è definito sulla base del conguaglio dell'anno o degli anni precedenti affinché il valore erogato in acconto sia, con buona probabilità, prossimo a quello atteso a conguaglio;
- transitoriamente, nell'attesa di disporre di dati sufficienti per l'applicazione della predetta modalità di calcolo dell'acconto, è possibile definire formule convenzionali che mediamente permettano di erogare un contributo in acconto prossimo a quello atteso a conguaglio.

Tenendo conto delle disposizioni di cui sopra, il GSE ha previsto che il contributo CS in acconto sia erogato su base semestrale, sulla base delle seguenti informazioni:

- stima dell'energia elettrica scambiata, calcolata a partire dai dati storici ove disponibili o calcolata a partire dai dati tecnici di impianto disponibili e differenziata per le differenti tipologie impiantistiche;
- stima del contributo CS determinata a partire dai dati storici disponibili.

Per maggiori informazioni sulla determinazione e regolazione del contributo CS in acconto su base semestrale si rimanda al documento *“Regole tecniche - Determinazione del contributo in conto scambio ai sensi dell'articolo 10 del TISP”*, positivamente verificato dalla Direzione Mercati dell'Autorità e pubblicato sul sito *internet* del GSE.

## ***2.2 Istruttoria conoscitiva sull'erogazione del servizio di scambio sul posto e provvedimenti successivi***

Con la deliberazione VIS 46/10, l'Autorità aveva avviato un'istruttoria conoscitiva sull'erogazione del servizio di scambio sul posto, poi conclusa con la deliberazione VIS 175/10. Tale istruttoria ha evidenziato una diffusa disapplicazione, nell'anno 2009, del Testo Integrato per lo Scambio sul Posto da parte dei diversi soggetti coinvolti nell'erogazione del servizio di scambio sul posto (imprese distributrici, società di vendita e GSE). In particolare, la relazione conclusiva ha evidenziato:

- un sostanziale ritardo, da parte delle imprese distributrici e, soprattutto, da parte delle società di vendita, nella trasmissione dei dati di misura e delle informazioni necessarie per l'erogazione del servizio di scambio sul posto;
- un sostanziale ritardo nell'implementazione, da parte del GSE, di adeguati portali informatici per la raccolta e la gestione delle misure e dei dati necessari per l'erogazione del servizio di scambio sul posto.

A seguito della conclusione dell'istruttoria conoscitiva, l'Autorità, con la deliberazione VIS 176/10, ai sensi dell'articolo 2, comma 20, lettera d), della legge n. 481/95, ha ordinato la cessazione di condotta lesiva del diritto degli USSP nei confronti delle società di vendita, delle imprese distributrici e del GSE, prevedendo, con riferimento all'anno 2009, termini perentori entro i quali:

- le imprese distributrici e le società di vendita erano tenute a trasmettere al GSE almeno il 99% dei dati di misura e delle informazioni necessarie ai fini dell'applicazione a conguaglio dello scambio sul posto;
- il GSE era tenuto a pubblicare i valori del contributo CS per almeno il 96% delle convenzioni attive ed erogare il medesimo contributo CS.

Parallelamente, l'Autorità, con la deliberazione ARG/elt 226/10, ha definito, per gli anni 2010 e 2011, indicatori analoghi a quelli previsti dalla deliberazione VIS 176/10, ai fini della verifica della corretta erogazione, a conguaglio, del servizio di scambio sul posto.

Per l'anno 2010 si è riscontrato un generale miglioramento, rispetto al 2009, nell'erogazione del servizio di scambio sul posto in termini di rispetto delle tempistiche previste. Ad oggi, dall'analisi delle informazioni ricevute dal GSE e dagli altri operatori interessati (imprese distributrici e società di vendita), sembrerebbero persistere le seguenti due criticità:

1. ritardi nell'invio al GSE, entro le tempistiche definite dalla deliberazione ARG/elt 226/10, dei dati di misura da parte delle imprese distributrici e soprattutto delle informazioni necessarie da parte delle società di vendita<sup>7</sup>. È peraltro probabile, come evidenziato dalle imprese distributrici e dalle società di vendita, che i predetti ritardi siano, almeno in parte, causati da malfunzionamenti del portale informatico del GSE;
2. difficoltà, da parte del GSE, nella gestione delle comunicazioni relative alle informazioni di competenza delle società di vendita, riconducibili sostanzialmente all'errata comunicazione, da parte degli USSP<sup>8</sup>, della propria società di vendita, soprattutto a seguito di *switching*.

### **3. Orientamenti dell'Autorità al fine di revisionare le modalità di erogazione del Testo Integrato per lo Scambio sul Posto**

Gli orientamenti di seguito presentati hanno l'obiettivo di semplificare le modalità di erogazione dello scambio sul posto, anche tenendo conto delle problematiche emerse nell'ambito dell'istruttoria conoscitiva e non del tutto risolte, oltre che di quanto previsto dall'articolo 23, comma 3, del decreto interministeriale 6 luglio 2012. Inevitabilmente, la semplificazione delle modalità di erogazione dello scambio sul posto comporta una maggiore standardizzazione e uno scostamento dall'effettiva compensazione economica tra immissioni e prelievi di ogni singolo USSP.

#### ***3.1 Orientamenti in merito alla modifica del calcolo del contributo in conto scambio***

Le modifiche di seguito presentate non comportano una revisione radicale delle modalità attualmente vigenti per l'erogazione dello scambio sul posto ma solo la semplificazione e la standardizzazione delle modalità di calcolo del contributo CS.

L'USSP, come già oggi avviene, acquista l'intera quantità di energia elettrica prelevata da un qualsiasi venditore (ivi inclusi i venditori in maggior tutela per gli aventi diritto) e sigla la convenzione per lo scambio sul posto con il GSE. Il GSE, nell'ambito della convenzione per lo scambio sul posto, eroga all'USSP il contributo CS, calcolato come segue:

$$CS = C_{Ei} + CU_{Sf} * E_s$$

dove:

- $C_{Ei}$  è il controvalore dell'energia elettrica immessa in rete, espresso in €, come attualmente determinato;

---

<sup>7</sup> Le società di vendita sono tenute ad inviare al GSE i dati anagrafici della fornitura e gli importi annuali delle bollette relativi agli USSP.

<sup>8</sup> Gli USSP sono tenuti a comunicare al GSE gli estremi della propria società di vendita e, nel caso di *switching*, gli estremi della società di vendita subentrante, specificando la data a decorrere dalla quale ha avuto inizio il nuovo contratto di vendita.

- $CU_{Sf}$  è il corrispettivo unitario di scambio forfetario, espresso in c€/kWh, pari alla somma delle componenti tariffarie variabili “rimborsabili”, determinato secondo quanto indicato nel paragrafo 3.2;
- $E_S$  è la quantità dell’energia elettrica scambiata, espressa in kWh, e pari al minimo, su base annuale solare, tra la quantità di energia elettrica immessa e la quantità di energia elettrica prelevata.

Inoltre, il GSE, entro il 30 aprile di ogni anno (in riferimento all’anno solare precedente), comunica all’USSP il valore dell’energia elettrica immessa che eccede il valore dell’energia elettrica prelevata. Tale valore viene calcolato come segue:

$$\text{Eccedenza} = C_{Ei} - PUN_M * E_S$$

dove  $PUN_M$  è pari alla media aritmetica dei valori orari del Prezzo Unico Nazionale (PUN) per l’anno in oggetto.

Qualora il termine “Eccedenza” dovesse risultare negativo, viene assunto pari a zero.

In sintesi, in relazione al calcolo del contributo CS, si ritiene opportuno che:

1. venga riconosciuto all’USSP il controvalore dell’intera quantità di energia elettrica immessa, senza più prevedere che il valore dell’energia elettrica immessa sia erogato limitatamente al valore  $O_E$  dell’energia elettrica prelevata e che le eventuali eccedenze siano liquidate ovvero mantenute a credito per compensazioni negli anni successivi;
2. sia riconosciuto, per la quantità di energia elettrica scambiata nell’anno solare, un corrispettivo  $CU_S$  forfetario annuale, definito e pubblicato dall’Autorità (corrispettivo  $CU_{Sf}$  - si rimanda al paragrafo 3.2 per maggiori dettagli), senza più prevedere che tale corrispettivo sia determinato per ogni singolo USSP sulla base delle proprie bollette;
3. il GSE calcoli il valore dell’energia elettrica immessa che eccede il valore dell’energia elettrica prelevata.

Le modifiche relative alle modalità di calcolo del contributo CS fanno sì che, ai fini dello scambio sul posto, non siano più coinvolte le società di vendita, rendendo molto più agevole l’applicazione dello scambio sul posto poiché non sono più necessari i dati relativi alle bollette effettivamente pagate dall’USSP. Dall’altro lato, lo scambio sul posto non comporterà più l’effettiva compensazione economica delle componenti tariffarie variabili “rimborsabili” delle bollette ma una compensazione standard, sulla base di algoritmi: inevitabilmente, l’introduzione di un corrispettivo unitario di scambio forfetario comporta un disallineamento rispetto alle bollette dei singoli USSP che, appunto, non verranno più utilizzate ai fini del calcolo.

I dati necessari ai fini del calcolo sono molto inferiori, in termini di tipologia e di numerosità, rispetto a quelli attualmente necessari e possono essere forniti dalle sole imprese distributrici. In pratica, i dati necessari sono:

- le misure dell’energia elettrica immessa e prelevata (necessarie per l’erogazione del termine  $C_{Ei}$  e per il calcolo della quantità di energia elettrica scambiata);
- le informazioni relative alla tipologia di punto di prelievo e di tariffa applicata (necessarie per il calcolo a forfait del termine  $CU_{Sf}$ ).

*S1. Quali altre considerazioni potrebbero essere presentate al fine di semplificare lo scambio sul posto? Quali criticità si ravvedono negli orientamenti esposti? Perché?*

### 3.2 Orientamenti in merito alla definizione del corrispettivo unitario di scambio

Attualmente, il corrispettivo  $CU_S$  viene calcolato per ogni USSP, a partire dai seguenti dati e informazioni:

- tipologia di punto di prelievo nella titolarità del cliente finale come definita dall'articolo 2, comma 2.2, dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 199/11 (di seguito: Testo Integrato Trasporto);
- valore della potenza disponibile<sup>9</sup> e della potenza impegnata<sup>10</sup>;
- nel caso delle utenze domestiche in bassa tensione, tipologia di tariffa applicata, distinguendo tra tariffa D2 (nel caso di residenza anagrafica del cliente finale e impegni di potenza fino a 3 kW) e tariffa D3 (nei casi diversi dai precedenti);
- tipologia di cliente finale, distinguendo tra cliente finale libero e cliente finale in maggior tutela;
- tipologia di trattamento dei dati di misura nel caso di clienti finali in maggior tutela, distinguendo tra trattamento per fasce, biorario o monorario;
- nel caso di utenze in media, alta e altissima tensione, *range* di consumi mensili<sup>11</sup>;
- tipologia di impianto di produzione, distinguendo tra impianti alimentati da fonti rinnovabili e cogenerativi ad alto rendimento.

Si evidenzia inoltre che, nel caso di utenze domestiche in bassa tensione, l'attuale sistema tariffario prevede che le componenti tariffarie siano differenziate in funzione di 4 scaglioni progressivi di consumo, di cui occorre tenere conto ai fini della definizione del corrispettivo  $CU_S$ .

Per quanto sopra descritto, attualmente vi sono più di 200 tipologie di corrispettivo  $CU_S$  di cui il GSE deve tenere conto. Nell'Appendice sono riportati, per l'anno 2011, i valori trimestrali dei corrispettivi  $CU_S$  e la loro media annuale in relazione alle tipologie di punti di prelievo previsti dall'Allegato A alla deliberazione n. 348/07 (Testo Integrato Trasporto per il periodo di regolazione 2008-2011).

Al fine di semplificare l'erogazione del servizio di scambio sul posto, come già evidenziato nel paragrafo 3.1, si ritiene opportuno definire il corrispettivo  $CU_{Sf}$ , differenziato in base alla:

- tipologia di punto di prelievo nella titolarità del cliente finale come definito dall'articolo 2, comma 2.2, del Testo Integrato Trasporto;

---

<sup>9</sup> Ai sensi del Testo Integrato Trasporto, la potenza disponibile è la massima potenza prelevabile in un punto di prelievo senza che il cliente finale sia disalimentato. La potenza disponibile è la potenza per la quale è stato corrisposto il contributo di allacciamento, ovvero la potenza richiesta dal titolare del punto di prelievo, ridotta rispetto a quella per la quale è stato corrisposto il contributo di allacciamento, a condizione che la riduzione di potenza sia stata richiesta dal titolare del punto di prelievo e fissata contrattualmente.

<sup>10</sup> Ai sensi del Testo Integrato Trasporto, la potenza impegnata è:

- i) ove consentito, la potenza contrattualmente impegnata, pari al livello di potenza, indicato nei contratti, reso disponibile dall' esercente ove siano presenti dispositivi atti a limitare la potenza prelevata;
- ii) il valore massimo della potenza prelevata nel mese, per tutti gli altri casi.

<sup>11</sup> Nel caso di utenze di media, alta e altissima tensione, le componenti tariffarie A sono distinte in funzione di 4 *range* di consumi mensili (fino a 4 GWh/mensili, superiori a 4 GWh/mensili e fino a 8 GWh/mensili, superiori a 8 GWh/mensili e fino a 12 GWh/mensili, superiori a 12 GWh/mensili), riducendo il valore unitario delle componenti tariffarie A in funzione dell'aumento dei consumi mensili fino, in alcuni casi, ad azzerarsi.

- nel caso delle utenze domestiche in bassa tensione, tipologia di tariffa applicata, distinguendo tra tariffa D2 (nel caso di residenza anagrafica del cliente finale e impegni di potenza fino a 3 kW) e tariffa D3 (nei casi diversi dai precedenti);
- nel caso di utenze in media, alta e altissima tensione, *range* di consumi mensili;
- tipologia di impianto di produzione, distinguendo tra impianti alimentati da fonti rinnovabili e cogenerativi ad alto rendimento.

Rispetto all'attuale modalità di definizione del corrispettivo  $CU_s$ , quindi, non si ritiene più opportuno differenziare in funzione de:

- il valore della potenza disponibile e della potenza impegnata;
- la tipologia di cliente finale, distinguendo tra cliente finale libero e cliente finale in maggior tutela;
- la tipologia di trattamento dei dati di misura nel caso di clienti finali in maggior tutela, distinguendo tra trattamento per fasce, biorario o monorario.

Inoltre, si ritiene opportuno prevedere che:

- per tutte le utenze in bassa tensione di cui all'articolo 2, comma 2.2, lettera d)<sup>12</sup>, del Testo Integrato Trasporto, si riconosca il corrispettivo  $CU_{sf}$  relativo alle utenze con potenza disponibile fino a 16,5 kW e potenza impegnata maggiore di 1,5 kW. Ciò tenendo conto che la maggior parte degli USSP ricadenti tra le utenze in bassa tensione di cui all'articolo 2, comma 2.2, lettera d), del Testo Integrato Trasporto presentano proprio una potenza disponibile fino a 16,5 kW e una potenza impegnata maggiore di 1,5 kW e tenendo conto della limitata variabilità dei valori delle componenti tariffarie rimborsabili (come si può osservare in Appendice);
- per tutte le utenze in media tensione di cui all'articolo 2, comma 2.2, lettera g)<sup>13</sup>, del Testo Integrato Trasporto, si riconosca il corrispettivo  $CU_{sf}$  relativo alle utenze con potenza disponibile maggiore di 100 kW e fino a 500 kW. Ciò tenendo conto che la maggior parte degli USSP ricadenti tra le utenze in media tensione di cui all'articolo 2, comma 2.2, lettera g), del Testo Integrato Trasporto presentano una potenza disponibile maggiore di 100 kW e fino a 500 kW e tenendo conto della limitata variabilità dei valori delle componenti tariffarie rimborsabili (come si può osservare in Appendice);
- per tutte le utenze domestiche, si riconosca (per ogni scaglione progressivo di consumo) il corrispettivo  $CU_{sf}$  relativo al caso di trattamento monorario;
- per tutte le utenze in bassa tensione (ivi incluse quelle domestiche), il corrispettivo  $CU_{sf}$  sia calcolato considerando, ai fini del dispacciamento, l'elemento PD<sup>14</sup> anche nel caso dei clienti finali che operano sul libero mercato.

---

<sup>12</sup> Utenze diverse dalle utenze domestiche in bassa tensione, dalle utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica e dalle utenze in bassa tensione per alimentazione delle infrastrutture di ricarica pubblica per veicoli elettrici, ivi incluse le utenze relative a pompe di calore, anche di tipo reversibile, per il riscaldamento degli ambienti nelle abitazioni, e le utenze per la ricarica privata dei veicoli elettrici, quando l'alimentazione sia effettuata in punti di prelievo distinti rispetto a quelli relativi alle utenze domestiche in bassa tensione.

<sup>13</sup> Utenze diverse dalle utenze in media tensione di illuminazione pubblica e dalle utenze in media tensione per alimentazione delle infrastrutture di ricarica pubblica per veicoli elettrici.

<sup>14</sup> L'elemento PD è definito dall'articolo 1, comma 1.1, dell'Allegato A alla deliberazione n. 156/07 (Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73/07 – TIV), come l'elemento del corrispettivo PED, espresso in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi di

Tali orientamenti consentono di ridurre notevolmente il numero di casistiche ai fini del calcolo del termine  $CU_{Sf}$  (rispetto al  $CU_S$  attualmente calcolato) e permettono di ridurre le informazioni necessarie al GSE.

Nella tabella 1 si riportano le 29 tipologie del termine  $CU_{Sf}$  individuate secondo gli orientamenti sopra esposti. Per ogni tipologia vengono, in particolare, individuati due valori del termine  $CU_{Sf}$ : uno da applicare nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili e un altro da applicare nel caso di impianti cogenerativi ad alto rendimento non alimentati da fonti rinnovabili.

Tipologie $CU_{Sf}$ proposte	
<b>Domestico D2</b>	
	consumo $\leq 1.800$ kWh/anno
	$1.800$ kWh/anno < consumo $\leq 2.640$ kWh/anno
	$2.640$ kWh/anno < consumo $\leq 4.440$ kWh/anno
	consumo > $4.440$ kWh/anno
<b>Domestico D3</b>	
	consumo $\leq 1.800$ kWh/anno
	$1.800$ kWh/anno < consumo $\leq 2.640$ kWh/anno
	$2.640$ kWh/anno < consumo $\leq 4.440$ kWh/anno
	consumo > $4.440$ kWh/anno
<b>Utenze di illuminazione pubblica BT</b>	
<b>Utenze in BT per alimentazione delle infrastrutture di ricarica pubblica per veicoli elettrici</b>	
<b>Altre utenze BT</b>	
<b>Utenze di illuminazione pubblica MT</b>	
<b>Utenze in MT per alimentazione delle infrastrutture di ricarica pubblica per veicoli elettrici</b>	
<b>Altre utenze MT</b>	
	consumo $\leq 4$ GWh/mensili
	$4$ GWh/mensili < consumo $\leq 8$ GWh/mensili
	$8$ GWh/mensili < consumo $\leq 12$ GWh/mensili
	consumo > $12$ GWh/mensili
<b>Utenze AT</b>	
	consumo $\leq 4$ GWh/mensili
	$4$ GWh/mensili < consumo $\leq 8$ GWh/mensili
	$8$ GWh/mensili < consumo $\leq 12$ GWh/mensili
	consumo > $12$ GWh/mensili
<b>Utenze AT con tensione inferiore a 380 kV</b>	
	consumo $\leq 4$ GWh/mensili
	$4$ GWh/mensili < consumo $\leq 8$ GWh/mensili
	$8$ GWh/mensili < consumo $\leq 12$ GWh/mensili
	consumo > $12$ GWh/mensili
<b>Utenze AT con tensione uguale o superiore a 380 kV</b>	
	consumo $\leq 4$ GWh/mensili
	$4$ GWh/mensili < consumo $\leq 8$ GWh/mensili
	$8$ GWh/mensili < consumo $\leq 12$ GWh/mensili
	consumo > $12$ GWh/mensili

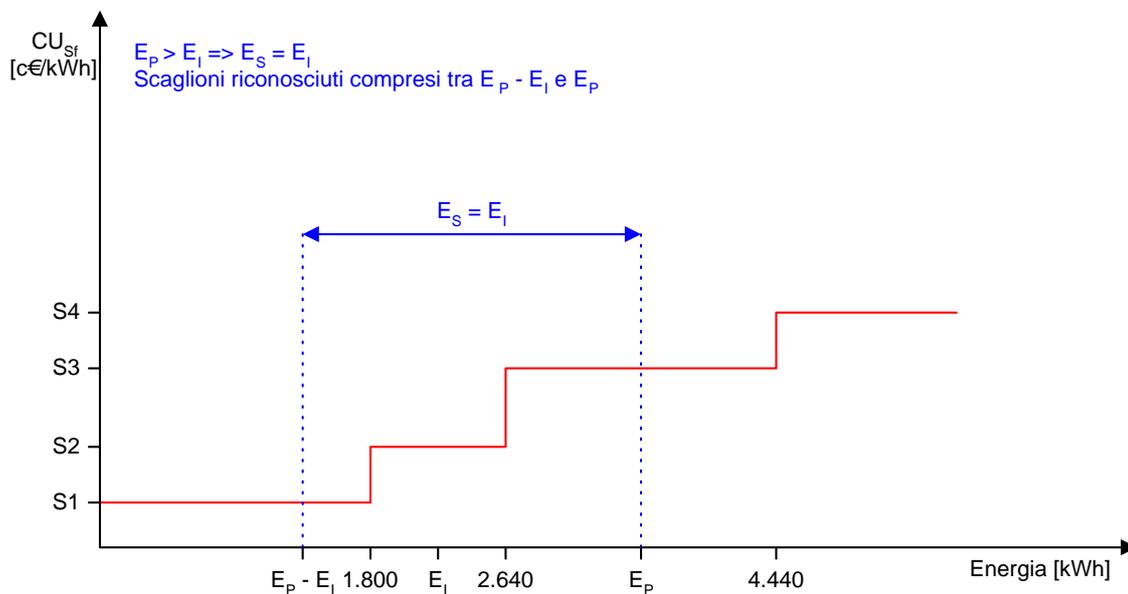
- tabella 1 -

Inoltre, si ritiene opportuno prevedere che, nel caso di utenze domestiche in bassa tensione, il corrispettivo  $CU_{Sf}$  continui a tenere conto degli scaglioni progressivi di consumo. Pertanto, a differenza di tutte le altre tipologie di clienti finali per cui il valore del corrispettivo  $CU_{Sf}$  verrebbe pubblicato annualmente dall'Autorità, nel caso di utenze domestiche in bassa tensione, l'Autorità si limiterebbe a pubblicare i valori del  $CU_{Sf}$  per ogni scaglione progressivo. Il  $CU_{Sf}$  finale da applicare a ciascun USSP verrebbe calcolato

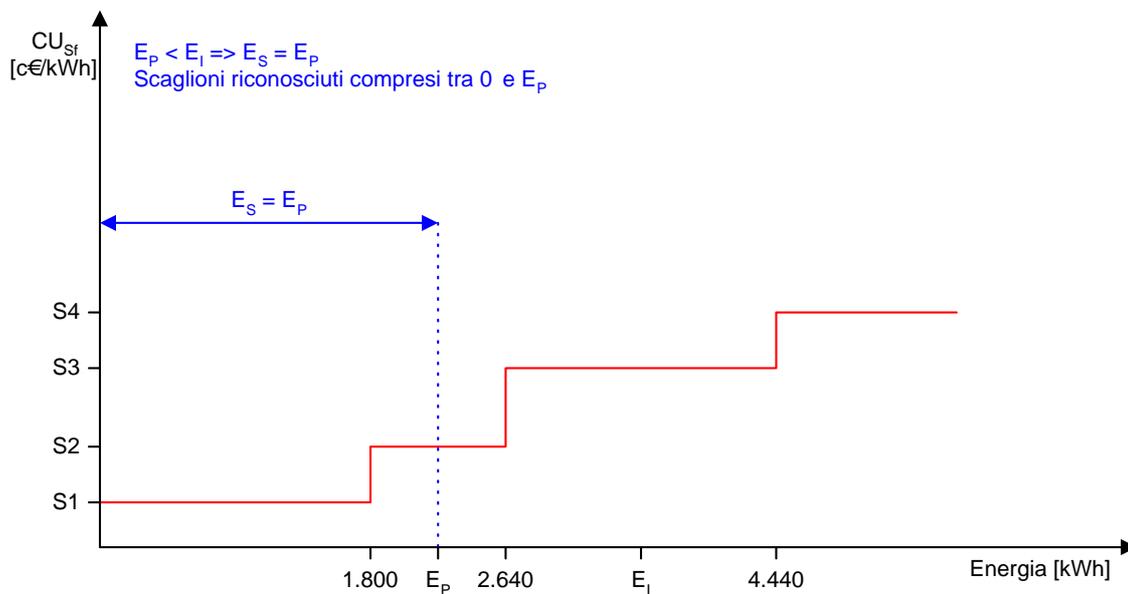
---

dispacciamento di cui al Titolo 4 della deliberazione n. 111/06 dell'energia elettrica destinata ai clienti in maggior tutela.

dal GSE tenendo conto degli scaglioni progressivi di consumo, come evidenziato nelle figure 1 e 2. Il calcolo descritto dalle predette figure è convenzionale e non tiene conto della ripartizione effettiva dell'energia elettrica prelevata nei vari scaglioni progressivi, secondo il criterio del pro-quota giorno di cui all'articolo 31, comma 31.3, del Testo Integrato Trasporto.



- figura 1 - principio alla base del calcolo del corrispettivo CU<sub>Sf</sub> per utenze domestiche in bassa tensione nel caso in cui la quantità di energia elettrica prelevata (E<sub>p</sub>) è maggiore della quantità di energia elettrica immessa (E<sub>l</sub>)



- figura 2 - principio alla base del calcolo del corrispettivo CU<sub>Sf</sub> per utenze domestiche in bassa tensione nel caso in cui la quantità di energia elettrica prelevata (E<sub>p</sub>) è minore della quantità di energia elettrica immessa (E<sub>l</sub>)

Infine, nel caso in cui vi siano utenti dello scambio con consumi mensili superiori a 4 GWh, poiché i valori del corrispettivo  $CU_{Sf}$  potrebbero cambiare sulla base dei consumi mensili, occorrerebbe prevedere che il contributo annuale a conguaglio in conto scambio (CS) sia calcolato come somma dei contributi mensili a conguaglio in conto scambio.

- S2. *Quali criticità potrebbero derivare dagli orientamenti esposti nel presente paragrafo? Quali altre semplificazioni potrebbero essere introdotte?*
- S3. *Si ritiene preferibile, per semplicità, che anche nel caso degli utenti domestici venga definito un unico valore medio del corrispettivo  $CU_{Sf}$ ? Perché? Naturalmente ciò implica la definizione di un valore medio, basato sull'ipotesi di un prelievo medio annuale. Quest'ultimo potrebbe essere calcolato con le stesse modalità indicate nel presente paragrafo ed esemplificate nel paragrafo 3.3, a partire dalle seguenti ipotesi: consumo finale pari a 2.700 kWh annui; autoconsumo istantaneo pari alla metà del consumo totale; quindi prelievo annuale pari a 1.350 kWh annui e immissioni pari al prelievo annuale.*

### 3.3 Alcuni esempi

Nel presente paragrafo vengono presentati alcuni esempi di applicazione dello scambio sul posto a conguaglio, con finalità esclusivamente didattica. Si ricordi, in particolare, che i risultati ottenuti dipendono da numerose ipotesi, ivi inclusa la tipologia di cliente finale. Inoltre, gli esempi seguenti non considerano l'applicazione della disciplina fiscale al contributo CS.

*Primo esempio: il caso di un USSP connesso in MT titolare (o avente la disponibilità) di un impianto ammesso allo scambio sul posto*

Nell'ipotesi che l'USSP in esame abbia una potenza impegnata e disponibile pari a 150 kW e un prelievo annuo di energia elettrica pari a 360.000 kWh, la tabella 2 evidenzia, in modo dettagliato, le tariffe di trasmissione, di distribuzione, di misura, gli oneri generali di sistema (componenti A, UC ed MCT) oltre che le componenti di dispacciamento.

La finalità della tabella 2 è quella di evidenziare come viene calcolato il termine  $CU_{Sf}$  per l'USSP considerato, distinguendo tra  $CU_{Sf}$  nel caso di fonti rinnovabili e  $CU_{Sf}$  nel caso di cogenerazione ad alto rendimento (non alimentata da fonti rinnovabili). Si noti che nella tabella vengono evidenziate solo le parti tariffate da cui deriva il calcolo del termine  $CU_{Sf}$ , non anche la parte della bolletta elettrica relativa al valore dell'energia elettrica, né la parte relativa ad Iva e accise. Il valore del termine  $CU_{Sf}$  di cui alla tabella 2 è pari alla somma delle componenti espresse in c€/kWh, valevoli per il secondo trimestre 2012. Ai fini del calcolo non è necessario conoscere la quantità di energia elettrica prelevata: è sufficiente conoscere la tipologia di cliente finale e la potenza disponibile (da cui dipendono, appunto, le componenti espresse in c€/kWh<sup>15</sup>). Tale procedimento viene ripetuto per ogni trimestre. Al termine dell'anno, viene calcolato il  $CU_{Sf}$  annuale, pari alla media aritmetica dei quattro  $CU_{Sf}$  trimestrali.

<sup>15</sup> La ricostruzione completa della tariffa è stata effettuata nella tabella 2 al solo scopo di evidenziare meglio quali componenti tariffarie e in quali parti concorrono al calcolo del termine  $CU_{Sf}$ .

Nel caso di un USSP connesso in MT, il termine  $CU_{Sf}$  viene calcolato dall'Autorità nell'ipotesi convenzionale di potenza disponibile maggiore di 100 kW e fino a 500 kW (che, nell'esempio, coinciderebbe con la realtà).

**Esempio di applicazione delle tariffe di trasmissione, distribuzione, misura e dei corrispettivi di dispacciamento nel caso di un cliente finale connesso in MT. Esempio di calcolo del termine  $CU_{Sf}$  trimestrale**

(caso di un cliente finale libero connesso in MT con potenza disponibile = 150 kW e prelievi annuali = 360.000 kWh)

	Potenza	Energia	Corrispettivi unitari aggiornati dall'Autorità (*)			Totale	Termine $CU_{Sf}$
	[kW]	[kWh]	c€/punto	c€/kW	c€/kWh	€	c€/kWh
	a	b	c	d	e	$f = (c+d*a+e*b)/100$	g = e (per i soli corrispettivi rimborsabili)
<b>Tariffa di trasmissione</b>	150	360.000	-	-	0,521	<b>1.875,60</b>	<b>0,521</b>
<b>Tariffa di distribuzione</b>	150	360.000	44.780,10	3.195,98	0,055	<b>5.439,77</b>	<b>0,055</b>
<b>Tariffa di misura</b>	150	360.000	25.932,59	-	-	<b>259,33</b>	<b>-</b>
Componente A2	150	360.000	371,85	-	0,039	144,12	<b>0,039</b>
Componente A3	150	360.000	8.998,61	-	4,030	14.597,99	<b>4,030</b>
Componente A4	150	360.000	-	-	0,108	388,80	<b>0,108</b>
Componente A5	150	360.000	366,68	-	0,005	21,67	<b>0,005</b>
Componente As	150	360.000	-	-	0,007	25,20	<b>0,007</b>
<b>Totale componenti A</b>						<b>15.177,77</b>	
Componente UC3	150	360.000	-	-	0,002	7,20	<b>0,002</b>
Componente UC4	150	360.000	-	-	0,020	72,00	<b>0,020</b>
Componente UC6	150	360.000	8.343,68	-	-	83,44	<b>-</b>
Componente UC7	150	360.000	-	-	0,071	255,60	<b>0,071</b>
<b>Totale componenti UC</b>						<b>418,24</b>	
<b>Componente MCT</b>	150	360.000			0,0066	<b>23,76</b>	
Approvvigionamento risorse	150	360.000	-	-	0,7596	2.734,56	<b>0,760</b>
Costi modulazione eolica	150	360.000	-	-	0,0059	21,41	<b>0,006</b>
Unità essenziali	150	360.000	-	-	0,1596	574,42	<b>0,160</b>
Funzionamento Terna	150	360.000	-	-	0,0526	189,36	<b>0,053</b>
Interrompibilità	150	360.000	-	-	0,1522	547,92	<b>0,152</b>
Perdite sulla RTN	150	360.000	-	-	0,0000	0,00	<b>0,000</b>
Disponibilità capacità produttiva	150	360.000	-	-	0,0189	68,04	<b>0,019</b>
<b>Totale dispacciamento</b>						<b>4.135,71</b>	
<b>Totale tariffe di trasmissione, distribuzione, misura + oneri generali di sistema (componenti A, UC e MCT) + dispacciamento</b>						<b>27.330,19</b>	
						<b>Euro/anno</b>	

(\*) Ai fini del presente esempio, effettuato su base annuale (2012), sono stati considerati i valori unitari delle singole componenti tariffarie pubblicati sul sito internet dell'Autorità ([www.autorita.energia.it/it/prezzi.htm](http://www.autorita.energia.it/it/prezzi.htm)) e sul sito internet di Terna (limitatamente per il dispacciamento) e valevoli per il II trimestre 2012 (in particolare, la Componente A3 si riferisce ai mesi di maggio e giugno e le componenti Costi modulazione eolica e Unità essenziali si riferiscono alla media dei valori per i mesi di aprile e maggio).

<b>Termine <math>CU_{Sf}</math> (per fonti rinnovabili)</b>	Somma dei valori evidenziati nella colonna g	<b>6,007</b> c€/kWh
<b>Termine <math>CU_{Sf}</math> (per cogenerazione ad alto rendimento alimentata da fonti diverse dalle fonti rinnovabili)</b>	Somma dei valori evidenziati nella colonna g ad eccezione delle componenti A e UC (evidenziate in blu)	<b>1,725</b> c€/kWh

Il valore del termine  $CU_{Sf}$  è pari alla somma delle componenti espresse in c€/kWh valevoli per il secondo trimestre 2012. Tale procedimento viene ripetuto per ogni trimestre. Al termine dell'anno, si calcola il  $CU_{Sf}$  annuale, pari alla media aritmetica dei  $CU_{Sf}$  trimestrali.

Se il medesimo USSP ha un'immissione annua pari a 300.000 kWh derivante dalla produzione di un impianto alimentato da fonti rinnovabili, e se l'energia elettrica immessa venisse valorizzata mediamente a 10 c€/kWh, si otterrebbe a congruo che:

$$C_{Ei} = 30.000 \text{ €}$$

$$E_S = \min(E_P; E_I) = 300.000 \text{ kWh};$$

$CU_{Sf} = 6,007 \text{ c€/kWh}$  (se l'impianto fosse stato cogenerativo ad alto rendimento non alimentato da fonti rinnovabili, il termine  $CU_{Sf}$  sarebbe stato pari a 1,725 c€/kWh);

$CS = C_{Ei} + CU_S * E_S = 48.021 \text{ €}$  (35.175 € se l'impianto fosse stato cogenerativo ad alto rendimento).

*Secondo esempio: il caso di un USSP domestico connesso in BT, con tariffa D2, titolare (o avente la disponibilità) di un impianto ammesso allo scambio sul posto*

Nell'ipotesi che l'USSP in esame abbia una potenza contrattuale pari a 3 kW e un prelievo annuo di energia elettrica pari a 2.700 kWh, la tabella 3 evidenzia, in modo dettagliato, le tariffe di trasmissione, di distribuzione, di misura, gli oneri generali di sistema (componenti A, UC ed MCT) oltre che le componenti di dispacciamento nel caso di un cliente finale domestico con tariffa D2. La finalità della tabella 3 è quella di evidenziare come viene calcolato il termine  $CU_{Sf}$  per il cliente finale considerato, distinguendo tra  $CU_{Sf}$  nel caso di fonti rinnovabili e  $CU_{Sf}$  nel caso di cogenerazione ad alto rendimento (non alimentata da fonti rinnovabili). In questo esempio vengono evidenziati diversi valori del termine  $CU_{Sf}$ , uno per ogni scaglione progressivo di consumo evidenziato dalla struttura tariffaria D2. Il loro utilizzo ai fini dello scambio sul posto sarà maggiormente evidenziato nel seguito. Si noti che nella tabella vengono evidenziate solo le parti tariffate da cui deriva il calcolo del termine  $CU_{Sf}$ , non anche la parte della bolletta elettrica relativa alla tariffa di vendita dell'energia elettrica, né la parte relativa ad Iva e accise. Il valore del termine  $CU_{Sf}$  di cui alla tabella 3 è pari alla somma delle componenti espresse in c€/kWh, valevoli per il secondo trimestre 2012 nel caso di trattamento monorario. Ai fini del calcolo non è necessario conoscere la quantità di energia elettrica prelevata: è sufficiente conoscere la tipologia di cliente finale, la tipologia di tariffa e la potenza disponibile (da cui dipendono, appunto, le componenti espresse in c€/kWh<sup>16</sup>). Tale procedimento viene ripetuto per ogni trimestre. Al termine dell'anno, viene calcolato il  $CU_{Sf}$  annuale per ogni scaglione, pari alla media aritmetica dei quattro  $CU_{Sf}$  trimestrali.

---

<sup>16</sup> La ricostruzione completa della tariffa è stata effettuata nella tabella 3 al solo scopo di evidenziare meglio quali componenti tariffarie e in quali parti concorrono al calcolo del termine  $CU_{Sf}$ .



Il valore del termine  $CU_{sf}$  utilizzato per il calcolo deriva da una operazione di media ponderata. Più precisamente, come già detto, il termine  $CU_{sf}$  quantifica la restituzione della parte variabile delle componenti tariffarie “di rete” per la quantità di energia elettrica scambiata, come se tale quantità di energia elettrica non avesse mai utilizzato la rete. Pertanto, alla fine dell’anno, occorre fare in modo che, mediamente, l’USSP sostenga i costi relativi all’utilizzo della rete per la sola quantità di energia elettrica prelevata in più rispetto alle proprie immissioni (naturalmente, se la quantità di energia elettrica immessa è maggiore o uguale a quella prelevata è come se non ci fossero stati prelievi di energia elettrica). Le tariffe D2 e D3, che si applicano nel caso di clienti finali domestici (sia in maggior tutela che sul libero mercato), sono strutturate per scaglioni progressivi di consumo e in particolare il loro valore aumenta all’aumentare dei consumi. Le componenti tariffarie restituite (cioè quelle che conducono al calcolo del termine  $CU_{sf}$ ) sono quelle riferite agli scaglioni più elevati, in modo che ciò che rimane in capo all’USSP sia riferito agli scaglioni di consumo più bassi: è come se l’USSP avesse un consumo finale pari alla differenza tra l’energia elettrica prelevata e quella immessa, sostenendo quindi il solo costo relativo agli scaglioni più bassi.

Per quanto sopra detto, nell’esempio il valore del termine  $CU_{sf}$  utilizzato per il calcolo del contributo in conto scambio è pari alla somma tra:

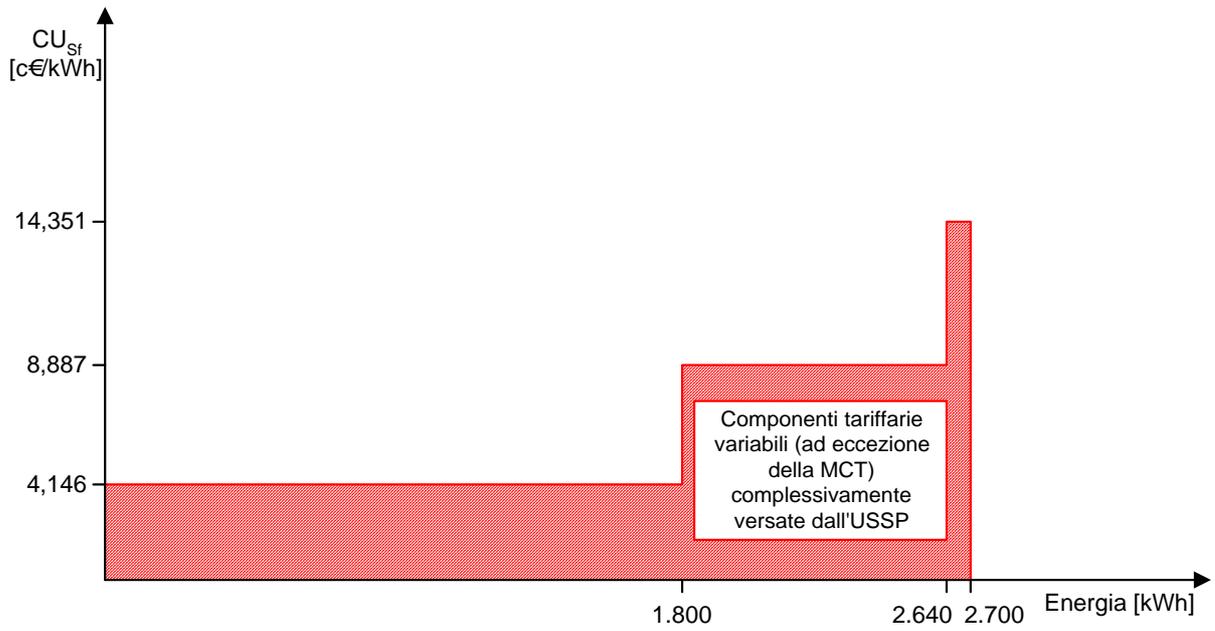
- 360 kWh (quantità di energia elettrica nel terzo scaglione) \* 14,351 c€/kWh (valore del  $CU_{sf}$  per il terzo scaglione, 8,717 c€/kWh se l’impianto fosse stato cogenerativo ad alto rendimento non alimentato da fonti rinnovabili);
- 840 kWh (quantità di energia elettrica nel secondo scaglione) \* 8,887 c€/kWh (valore del  $CU_{sf}$  per il secondo scaglione, 4,972 c€/kWh se l’impianto fosse stato cogenerativo ad alto rendimento non alimentato da fonti rinnovabili);
- 800 kWh (quantità di energia elettrica nel primo scaglione per arrivare a un totale di energia elettrica scambiata pari a 2.000 kWh) \* 4,146 c€/kWh (valore del  $CU_{sf}$  per il primo scaglione, 1,508 c€/kWh se l’impianto fosse stato cogenerativo ad alto rendimento non alimentato da fonti rinnovabili),

divisa per la quantità totale di energia elettrica scambiata, pari a 2.000 kWh.

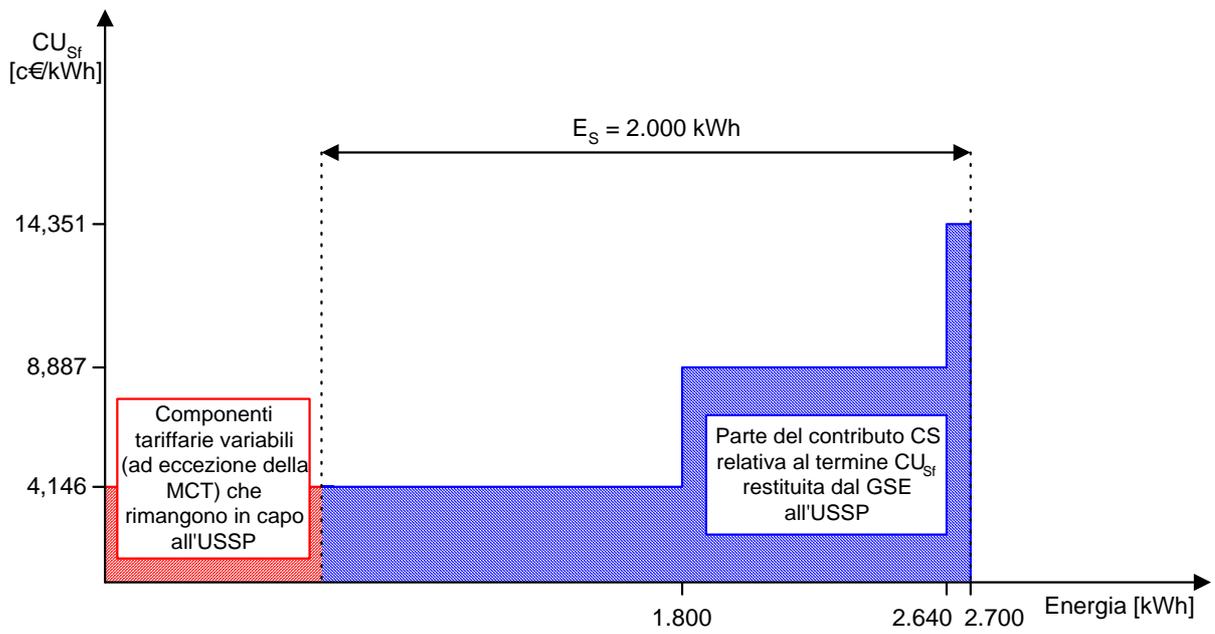
Quindi,  $CU_{sf} = 7,974$  c€/kWh (4,261 c€/kWh se l’impianto fosse stato cogenerativo ad alto rendimento non alimentato da fonti rinnovabili).

Il calcolo viene effettuato in modo convenzionale e non tiene conto della ripartizione dell’energia elettrica prelevata nei vari scaglioni progressivi, secondo il criterio del pro-quota giorno di cui all’articolo 31, comma 31.3, del Testo Integrato Trasporto (si vedano le figure 3 e 4).

Infine,  $CS = C_{Ei} + CU_{sf} * E_S = 359,48$  € (285,22 € se l’impianto fosse stato cogenerativo ad alto rendimento).



- figura 3 -



- figura 4 -

#### **4. Orientamenti in merito alle tempistiche per l'erogazione dei contributi in conto scambio**

Si ritiene opportuno che la regolazione a conguaglio dello scambio sul posto, come descritta nei paragrafi precedenti, sia effettuata dal GSE nel rispetto delle seguenti tempistiche:

- entro il 30 aprile dell'anno successivo a quello di riferimento, il GSE pubblica i valori a conguaglio del contributo in conto scambio, evidenziando la parte già riconosciuta in acconto;
- entro il 30 aprile dell'anno successivo a quello di riferimento, il GSE comunica all'utente dello scambio il valore dell'energia elettrica immessa che eccede il valore dell'energia elettrica prelevata (la cosiddetta Eccedenza);
- entro il 31 maggio dell'anno successivo a quello di riferimento, il GSE eroga il conguaglio del contributo in conto scambio.

Inoltre, si ritiene opportuno non modificare i principi già oggi vigenti, sulla base dei quali il GSE ha definito la regolazione in acconto dello scambio sul posto. Si rimanda pertanto, a quanto già descritto nel paragrafo 2.1.

*S4. Si ritiene preferibile definire altre modalità e tempistiche di erogazione del contributo CS in acconto e a conguaglio? Quali e perché?*

#### **5. Orientamenti in merito agli strumenti per la verifica del rispetto delle tempistiche per la trasmissione dei dati di misura e per l'erogazione dei contributi in conto scambio**

In relazione agli strumenti per la verifica del rispetto delle tempistiche per la trasmissione dei dati di misura e per l'erogazione dei contributi in conto scambio, si ritiene opportuno introdurre indicatori simili a quelli già oggi vigenti ai sensi della deliberazione VIS 176/10 (descritti nel paragrafo 2.2) oltre che penali nel caso in cui tali indicatori non siano rispettati.

Anche se i dati di misura dell'energia elettrica immessa e prelevata vengono trasferiti al GSE su base mensile, si ritiene opportuno che i predetti indicatori (come già oggi avviene) trovino applicazione su base annuale poiché il contributo in conto scambio viene comunque erogato annualmente.

Si ritiene opportuno che il GSE trasmetta all'Autorità:

- a) entro il 30 aprile di ogni anno, un rapporto che evidenzi, per ogni gestore di rete, il numero di dati di misura complessivamente necessari, come risulta alla data del 31 gennaio, ai fini del rispetto del Testo Integrato dello Scambio sul Posto per l'anno precedente e il numero di misure trasmesse al GSE entro il 31 marzo;
- b) entro il 30 settembre di ogni anno, un rapporto che evidenzi, per ogni gestore di rete, il numero di dati di misura complessivamente necessari, come risulta alla data del 30 aprile, ai fini del rispetto del Testo Integrato dello Scambio sul Posto per l'anno precedente e il numero di misure trasmesse al GSE entro il 31 luglio;
- c) entro il 15 luglio di ogni anno, il numero delle convenzioni di scambio sul posto attive per l'anno precedente, il numero dei contributi in conto scambio di conguaglio

pubblicati entro il 30 aprile, nonché il numero dei pagamenti effettuati agli utenti entro il 31 maggio.

Inoltre, nel caso in cui il numero delle misure mancanti, di cui al rapporto previsto dalla lettera a), sia superiore al massimo tra 50 e l'1% di quelle complessivamente necessarie, il gestore di rete versa a Cassa Conguaglio per il settore elettrico un importo pari al prodotto tra 20 euro e la differenza, qualora positiva, tra il numero dei dati mancanti e il massimo tra 50 e l'1% dei dati di misura complessivamente necessari.

Nel caso in cui il rapporto previsto dalla lettera b) evidenzi la persistenza di misure mancanti, il gestore di rete versa a Cassa Conguaglio per il settore elettrico un importo pari al prodotto tra 20 euro e il numero dei dati di misura mancanti.

Naturalmente vengono esclusi i ritardi imputabili a terzi, come opportunamente documentati. Tale documentazione deve essere conservata ed esibita in caso di richiesta da parte dell'Autorità o in caso di verifica ispettiva.

Infine, le somme versate a Cassa Conguaglio per il settore elettrico si ritiene debbano essere poste a valere sul Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate.

- S5. *Si ritiene che le disposizioni di cui al presente articolo siano efficaci al fine di promuovere il rispetto delle tempistiche previste ai fini della trasmissione dei dati di misura da parte dei gestori di rete? Si noti che non sono stati presentati indennizzi automatici da erogare agli USSP perché nella convenzione di scambio sul posto già oggi vigente si prevede che vengano riconosciuti gli interessi agli USSP nel caso di ritardi nei pagamenti.*
- S6. *Si ritiene opportuno prevedere, in capo al GSE, disposizioni simili a quelle introdotte per i gestori di rete nel presente articolo? Si ritiene invece preferibile definire indicatori finalizzati a valutare le performance del GSE ai fini della determinazione, con separato provvedimento, dei relativi costi di funzionamento? Perché?*

## **6. Orientamenti in merito all'applicazione delle nuove condizioni per l'erogazione dello scambio sul posto**

Gli orientamenti dell'Autorità esposti nel presente documento per la consultazione derivano dall'applicazione dell'articolo 23 del decreto interministeriale 6 luglio 2012. In particolare, tali orientamenti hanno la finalità essenziale di semplificare le modalità di erogazione dello scambio sul posto garantendo un risultato economico finale che sia, per l'utente dello scambio, il più possibile prossimo a quello attuale (pur nei limiti della standardizzazione che, inevitabilmente, conduce ad uno scostamento dalla reale situazione di ciascun utente).

Per tale motivo, si ritiene che le nuove modalità di erogazione dello scambio sul posto possano anche trovare applicazione a decorrere dal conguaglio per l'anno 2012 (da effettuarsi nei primi mesi del 2013), compatibilmente con le tempistiche necessarie ai fini dell'implementazione dei sistemi informatici per la gestione delle nuove procedure.

*S7. Si ritiene preferibile che le nuove modalità di erogazione dello scambio sul posto trovino applicazione già dal congruaglio per l'anno 2012 o a decorrere dal congruaglio per l'anno 2013 (da effettuarsi nel 2014)? Perché?*

Occorre anche evidenziare che gli oneri complessivi posti in capo al Conto alimentato dalla componente tariffaria  $A_3$  hanno subito nel corso degli ultimi anni un eccezionale incremento, riconducibile soprattutto all'incentivazione delle fonti rinnovabili, tra cui l'incentivazione dell'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici. Per questo motivo, con la deliberazione 114/2012/R/com, l'Autorità, fatti salvi i diritti già acquisiti dei terzi, ha ritenuto opportuno rinviare l'adeguamento della componente  $A_3$  per il secondo trimestre 2012, al fine di consentire una più approfondita valutazione degli oneri di competenza 2012 e fornire ai Ministri competenti adeguato supporto consultivo nella valutazione delle prospettive di evoluzione degli oneri in capo al medesimo Conto. La componente  $A_3$  è stata successivamente adeguata, per i mesi di maggio e giugno 2012, con la deliberazione 158/2012/R/com.

Il continuo aumento della componente tariffaria  $A_3$  è uno dei motivi per cui si assiste, negli ultimi mesi, ad un conseguente aumento degli oneri generali di sistema e, quindi, delle tariffe elettriche. Si ritiene pertanto opportuno prevedere che gli oneri generali di sistema (in particolare le componenti tariffarie  $A$ ,  $UC_4$  e  $UC_7$ <sup>17</sup>) non siano più restituiti affinché tali oneri possano essere maggiormente distribuiti e non gravino solo su una quantità sempre più ridotta di energia elettrica e su un numero sempre più ridotto di clienti finali (tra cui i meno abbienti che non hanno la possibilità di realizzare impianti di produzione di energia elettrica per usi propri).

Si ritiene quindi necessario che, ai fini del calcolo del  $CU_{sf}$ , non si includa la parte variabile delle componenti tariffarie  $A_2$ ,  $A_3$ ,  $A_4$ ,  $A_5$ ,  $A_s$ ,  $UC_4$  e  $UC_7$ , in modo simile a quanto già attualmente avviene per gli impianti cogenerativi ad alto rendimento non alimentati dalle fonti rinnovabili.

*S8. Si ritiene preferibile che, ai fini del calcolo del  $CU_{sf}$ , l'esclusione della parte variabile delle componenti tariffarie  $A_2$ ,  $A_3$ ,  $A_4$ ,  $A_5$ ,  $A_s$ ,  $UC_4$  e  $UC_7$  trovi applicazione solo per gli impianti che entreranno in esercizio dall'1 gennaio 2013 o anche per gli impianti esistenti? Perché?*

## **7. Testo Integrato per lo Scambio sul Posto (schema di provvedimento aggiornato sulla base degli orientamenti presentati con il presente documento per la consultazione)**

Nel presente paragrafo viene riportato lo schema di articolato del nuovo Testo Integrato per lo Scambio sul Posto (TISP) che sostituirà l'attuale testo. Oltre agli elementi già presentati nei paragrafi precedenti, vengono delineate modifiche in relazione alle tempistiche di pagamento e alle modalità per la verifica del rispetto delle tempistiche previste dal presente provvedimento (si rimanda allo schema di articolato in relazione agli spunti per la consultazione). Le principali parti innovative rispetto alla regolazione oggi vigente sono evidenziate in blu.

<sup>17</sup> Non anche le componenti  $UC_3$  e  $UC_6$  relative, rispettivamente, alla copertura dei meccanismi di perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché dei meccanismi di promozione delle aggregazioni e di integrazione dei ricavi e alla copertura dei costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio.

# TESTO INTEGRATO DELLE MODALITÀ E DELLE CONDIZIONI TECNICO ECONOMICHE PER LO SCAMBIO SUL POSTO

## TITOLO I DISPOSIZIONI GENERALI

### Articolo 1 *Definizioni*

- 1.1. Ai fini del presente provvedimento si applicano le definizioni di cui agli articoli 2 e 3 del decreto legislativo n. 20/07, le definizioni di cui all'articolo 2 del decreto legislativo n. 28/11, le definizioni di cui all'articolo 1 della deliberazione n. 111/06, le definizioni di cui all'articolo 1 del Testo Integrato Vendita, le definizioni di cui all'articolo 1 del Testo Integrato Settlement, le definizioni di cui all'articolo 1 della deliberazione ARG/elt 89/09, le definizioni di cui all'articolo 1 del Testo Integrato Trasporto, nonché le seguenti definizioni:
- a) **energia elettrica immessa** è l'energia elettrica effettivamente immessa nella rete con obbligo di connessione di terzi aumentata 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), del Testo Integrato Settlement;
  - b) **energia elettrica prelevata** è l'energia elettrica effettivamente prelevata dalla rete con obbligo di connessione di terzi;
  - c) **energia elettrica scambiata** è, relativamente ad un anno solare, il valore minimo tra il totale dell'energia elettrica immessa e il totale dell'energia elettrica prelevata per il tramite del punto di scambio;
  - d) **GSE** è la società Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. – GSE;
  - e) **impianto** è:
    - e1) nel caso in cui sia alimentato dalla fonte idrica, l'insieme delle opere di presa, di adduzione e di restituzione, delle opere civili ed elettromeccaniche, poste a monte del punto di connessione con la rete, a cui è associato il/i disciplinare/i di concessione di derivazione d'acqua; ovvero
    - e2) nel caso in cui sia alimentato da fonti diverse da quella idrica, di norma, l'insieme dei gruppi di generazione di energia elettrica posti a monte del punto di connessione con la rete;
  - f) **potenza attiva nominale di un generatore** è la massima potenza elettrica attiva espressa in MW (calcolata moltiplicando la potenza apparente nominale in MVA per il fattore di potenza nominale) erogabile in regime continuo che è riportata sui dati di targa del generatore, come fissati all'atto del collaudo, della messa in servizio, o rideterminati a seguito di interventi di riqualificazione del macchinario;
  - g) **potenza di un impianto** è:
    - g1) nel caso in cui l'impianto sia alimentato dalla fonte idrica, la potenza nominale di concessione di derivazione d'acqua, tenendo conto della decurtazione conseguente all'applicazione del deflusso minimo vitale;

- g2) nel caso in cui l'impianto sia alimentato da fonti diverse da quella idrica, la somma delle potenze attive nominali dei generatori che costituiscono l'impianto;
- h) **prezzo unico nazionale orario** è il prezzo di cui all'articolo 30, comma 30.4, lettera c), della deliberazione n. 111/06;
  - i) **prezzo zonale orario** è il prezzo di cui all'articolo 30, comma 30.4, lettera b), della deliberazione n. 111/06;
  - j) **punto di scambio** è il punto di connessione tra la rete e l'impianto per cui si richiede il servizio di scambio sul posto, nel caso in cui il punto di immissione e di prelievo dell'energia elettrica scambiata con la rete coincidano. Con riferimento a tale punto viene misurata l'energia elettrica immessa e prelevata;
  - k) **scambio sul posto** è il servizio erogato dal GSE atto a consentire la compensazione tra il valore associabile all'energia elettrica prodotta e immessa in rete e il valore associabile all'energia elettrica prelevata e consumata in un periodo differente da quello in cui avviene la produzione;
  - l) **utente dello scambio** è il soggetto a cui è erogato lo scambio sul posto.

## **Articolo 2**

### *Oggetto e finalità*

- 2.1. Il presente provvedimento disciplina le modalità e le condizioni economiche per lo scambio sul posto dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 6 del decreto legislativo n. 387/03, dell'articolo 6, comma 6, del decreto legislativo n. 20/07 e dell'articolo 23 del decreto interministeriale 6 luglio 2012.
- 2.2. Il servizio di scambio sul posto è erogato al cliente finale, o a un soggetto mandatario del medesimo cliente finale, che è titolare o ha la disponibilità di:
  - a) impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW e impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza superiore a 20 kW fino a 200 kW entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007. Rientrano le centrali ibride qualora, su base annua, la produzione non imputabile alle fonti rinnovabili sia inferiore al 5% della produzione totale. Nel caso in cui l'utente dello scambio sul posto sia il Ministero della Difesa, ovvero un soggetto terzo mandatario del medesimo Ministero, non si applica il limite di 200 kW;
  - b) impianti di cogenerazione ad alto rendimento di potenza fino a 200 kW.L'utente dello scambio deve essere controparte del contratto di acquisto riferito all'energia elettrica prelevata sul punto di scambio.
- 2.3. Ai fini dell'erogazione dello scambio sul posto, il punto di prelievo e il punto di immissione coincidono nell'unico punto di scambio, ad eccezione del caso in cui gli impianti siano alimentati da fonti rinnovabili e:
  - i) l'utente dello scambio sul posto sia un Comune con popolazione fino a 20.000 residenti, ovvero un soggetto terzo mandatario del medesimo Comune, ferma restando la proprietà degli impianti in capo al Comune;
  - ii) l'utente dello scambio sul posto sia il Ministero della Difesa, ovvero un soggetto terzo mandatario del medesimo Ministero.Nei casi di cui ai punti i) ed ii), è consentita la presenza di più impianti di produzione di energia elettrica purché, per ogni punto di connessione, la potenza complessiva non sia superiore a 200 kW.

- 2.4. Il limite di 200 kW non si applica nel caso in cui l'utente dello scambio sul posto sia il Ministero della Difesa, ovvero un soggetto terzo mandatario del medesimo Ministero.
- 2.5. Le disposizioni di cui al presente provvedimento perseguono principi di semplicità procedurale, di certezza, trasparenza e non discriminazione, tenendo conto di quanto previsto dall'articolo 6 del decreto legislativo n. 387/03, dall'articolo 6, comma 6, del decreto legislativo n. 20/07 e dall'articolo 23 del decreto interministeriale 6 luglio 2012.

## **TITOLO II**

### **MODALITÀ PROCEDURALI**

#### **Articolo 3**

##### *Procedure per lo scambio sul posto dell'energia elettrica*

- 3.1. Il servizio di scambio sul posto viene erogato dal GSE agli utenti dello scambio.
- 3.2. Il soggetto che intende beneficiare dello scambio sul posto presenta istanza al GSE utilizzando uno schema di istanza definito dal GSE, positivamente verificato dal Direttore della Direzione Mercati dell'Autorità. Nei casi previsti dal comma 2.3, punti i) ed ii), in cui lo scambio sul posto venga applicato per una pluralità di punti di prelievo e di punti di immissione, l'utente dello scambio comunica al GSE, secondo modalità da quest'ultimo definite, l'insieme dei punti di prelievo e di immissione per i quali richiede l'applicazione di un'unica convenzione per la regolazione dello scambio sul posto. Qualora il soggetto di cui al presente comma intende accedere allo scambio sul posto, alle condizioni di cui al presente provvedimento, a partire dalla data di entrata in esercizio dell'impianto, si applica quanto previsto all'articolo 12.
- 3.3. Il GSE stipula con il soggetto che intende beneficiare dello scambio sul posto la convenzione per la regolazione dello scambio sul posto e le relative tempistiche secondo uno schema di convenzione definito dal medesimo GSE sulla base di quanto previsto dal presente provvedimento e positivamente verificato dal Direttore della Direzione Mercati dell'Autorità.
- 3.4. La convenzione di cui al comma 3.3 è di durata annuale solare e tacitamente rinnovabile. Tale convenzione sostituisce i normali adempimenti relativi all'immissione di energia elettrica, ma non sostituisce i normali adempimenti relativi all'acquisto dell'energia elettrica prelevata, come previsti dal Testo Integrato Trasporto e dalla deliberazione n. 111/06. Pertanto, la regolazione economica dei prelievi di energia elettrica avviene secondo le modalità previste dalla regolazione vigente, ivi inclusa la maggior tutela per gli aventi diritto.
- 3.5. Lo scambio sul posto secondo le modalità di cui al presente provvedimento può avere inizio a decorrere da un giorno definito dalle parti purché siano completate le procedure necessarie all'inserimento delle unità di produzione che compongono l'impianto nel contratto di dispacciamento in immissione del GSE, ad eccezione dei casi di cui all'articolo 12. Nel caso di inoltro a mano o tramite corriere o tramite posta prioritaria o posta ordinaria, la data di inoltro coincide con la data di

ricevimento della domanda medesima da parte del GSE, come da quest'ultimo registrata.

- 3.6. Ai fini dell'applicazione delle disposizioni di cui al presente articolo, nonché ai fini della gestione tecnica ed economica dello scambio sul posto, il GSE predispone un apposito portale informatico.

### **TITOLO III**

#### **MODALITÀ DI EROGAZIONE DELLO SCAMBIO SUL POSTO**

##### **Articolo 4**

###### *Adempimenti in capo agli utenti dello scambio sul posto*

- 4.1. Ai fini dell'applicazione del presente provvedimento, l'utente dello scambio è tenuto a:
- a) nei casi di centrali ibride, trasmettere al GSE, entro il 31 marzo di ogni anno, le quantità e le energie primarie associate a tutti i combustibili utilizzati nel corso dell'anno precedente;
  - b) nei casi di impianti di cogenerazione ad alto rendimento, trasmettere al GSE, entro il 31 marzo di ogni anno, i dati e le informazioni necessarie ai fini della verifica della condizione di cogenerazione ad alto rendimento, secondo quanto previsto dall'articolo 8 del decreto ministeriale 5 settembre 2011;
  - c) consentire l'accesso all'impianto e alle relative infrastrutture al GSE per l'espletamento delle attività di verifica e controllo previste dall'articolo 7 del presente provvedimento.

##### **Articolo 5**

###### *Adempimenti in capo al GSE*

- 5.1. L'immissione in rete di energia elettrica nell'ambito dello scambio sul posto è gestita dal GSE applicando le disposizioni di cui alla deliberazione n. 111/06, alla deliberazione ARG/elt 89/09 e di cui al Testo Integrato Trasporto.
- 5.2. Il GSE, ai fini del calcolo del contributo per lo scambio sul posto, associa all'energia elettrica immessa un controvalore ( $C_{Ei}$ ), espresso in € pari al prodotto tra la quantità di energia elettrica immessa e il prezzo zonale orario. Nel caso di impianti connessi a reti non interconnesse, il GSE associa all'energia elettrica immessa un controvalore ( $C_{Ei}$ ), espresso in € pari al prodotto tra la quantità di energia elettrica immessa e il prezzo zonale orario.
- 5.3. Il GSE calcola, per ciascun utente dello scambio, il contributo in conto scambio (CS), espresso in € pari alla somma del:
- a) termine  $C_{Ei}$  di cui al comma 5.2;
  - b) prodotto tra il corrispettivo unitario di scambio forfetario annuale ( $CU_{Sf}$ ) di cui all'articolo 6 e l'energia elettrica scambiata.
- 5.4. Nel caso di utenze con consumi mensili superiori a 4 GWh, il contributo in conto scambio (CS) annuale a conguaglio di cui all'articolo 5 viene calcolato come somma dei contributi in conto scambio mensili a conguaglio. A tal fine, anche il corrispettivo  $CU_{Sf}$  viene definito su base mensile anziché su base trimestrale.

5.5. Il GSE calcola il valore dell'energia elettrica immessa che eccede il valore dell'energia elettrica prelevata. Tale valore è pari alla differenza tra:

- a) il termine  $C_{Ei}$  di cui al comma 5.2;
- b) il prodotto tra la media aritmetica dei valori orari del prezzo unico nazionale orario e l'energia elettrica scambiata.

Qualora tale differenza dovesse risultare negativa, il valore dell'energia elettrica immessa che eccede il valore dell'energia elettrica prelevata viene posto pari a zero.

5.6. Nei casi previsti dal comma 2.3, punti i) ed ii), in cui lo scambio sul posto venga applicato per una pluralità di punti di prelievo e di punti di immissione:

- il GSE calcola, per ciascun utente dello scambio, il contributo in conto scambio (CS), espresso in €, pari alla somma del:
  - a) termine  $C_{Ei}$  di cui al comma 5.2, riferito all'energia elettrica immessa in tutti i punti di immissione per cui viene richiesto lo scambio sul posto;
  - b) la sommatoria dei prodotti tra il corrispettivo unitario di scambio forfetario annuale ( $CU_{Sf}$ ) di cui all'articolo 6 e l'energia elettrica scambiata tramite ogni punto di scambio per cui viene richiesto lo scambio sul posto.
- il GSE calcola il valore dell'energia elettrica immessa che eccede il valore dell'energia elettrica prelevata. Tale valore è pari alla differenza tra:
  - a) il termine  $C_{Ei}$  di cui al comma 5.2, riferito all'energia elettrica immessa in tutti i punti di immissione per cui viene richiesto lo scambio sul posto;
  - b) il prodotto tra la media aritmetica dei valori orari del prezzo unico nazionale orario e la somma dell'energia elettrica scambiata tramite ogni punto di scambio per cui viene richiesto lo scambio sul posto l'energia elettrica scambiata.

Qualora tale differenza dovesse risultare negativa, il valore dell'energia elettrica immessa che eccede il valore dell'energia elettrica prelevata viene posto pari a zero.

## **Articolo 6**

### *Modalità di calcolo del corrispettivo unitario di scambio forfetario annuale*

6.1 Il corrispettivo unitario di scambio forfetario annuale ( $CU_{Sf}$ ), espresso in c€/kWh, per ogni tipologia di cliente finale e scaglione progressivo di consumo, è pari alla media aritmetica, arrotondata alla terza cifra decimale secondo il criterio commerciale, dei corrispettivi unitari di scambio forfetari trimestrali, ad eccezione dei casi di cui al comma 5.4.

6.2 Il corrispettivo unitario di scambio forfetario trimestrale, per ogni tipologia di cliente finale e scaglione progressivo di consumo, è la parte unitaria variabile dell'onere sostenuto per il pagamento dei servizi di trasporto e di dispacciamento, espressa in c€/kWh, calcolata sommando algebricamente la quota energia dei corrispettivi previsti rispettivamente dal Testo Integrato Trasporto e dalla deliberazione n. 111/06 (o, nel caso di utenti domestici, dal Testo Integrato Vendita in relazione all'elemento PD). Tale calcolo esclude la componente MCT e le componenti tariffarie A,  $UC_4$  e  $UC_7$  [oppure: Tale calcolo esclude la componente MCT e, solo nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2012 e degli impianti cogenerativi ad alto rendimento, esclude le componenti tariffarie A,  $UC_4$  e  $UC_7$ ].

- 6.3 Il corrispettivo unitario di scambio forfetario trimestrale e annuale è differenziato in base:
- a) alla tipologia di punto di prelievo nella titolarità del cliente finale come definito dall'articolo 2, comma 2.2, del Testo Integrato Trasporto;
  - b) nel caso delle utenze domestiche in bassa tensione, alla tipologia di tariffa applicata, distinguendo tra tariffa D2 e tariffa D3;
  - c) nel caso di clienti finali domestici in bassa tensione, allo scaglione progressivo di consumo;
  - d) nel caso di utenze in media, alta e altissima tensione, al *range* di consumi mensili;
  - e) alla tipologia di impianto di produzione, distinguendo tra impianti alimentati da fonti rinnovabili e cogenerativi ad alto rendimento.
- 6.4 Per tutte le utenze in bassa tensione di cui all'articolo 2, comma 2.2, lettera d), del Testo Integrato Trasporto, il corrispettivo forfetario trimestrale viene calcolato considerando la parte unitaria variabile dell'onere sostenuto per il pagamento dei servizi di trasporto relativo alle utenze con potenza disponibile fino a 16,5 kW e potenza impegnata maggiore di 1,5 kW.
- 6.5 Per tutte le utenze in media tensione di cui all'articolo 2, comma 2.2, lettera g), del Testo Integrato Trasporto, il corrispettivo forfetario trimestrale viene calcolato considerando la parte unitaria variabile dell'onere sostenuto per il pagamento dei servizi di trasporto relativo alle utenze con potenza disponibile maggiore di 100 kW e fino a 500 kW.
- 6.6 Nel caso di utenze domestiche in bassa tensione, il GSE riconosce, per ogni scaglione progressivo di consumo, il corrispettivo  $CU_{Sf}$  relativo al caso di trattamento monorario.
- 6.7 Nel caso di tutte le utenze in bassa tensione (ivi incluse quelle domestiche), il corrispettivo  $CU_{Sf}$  viene calcolato considerando, ai fini del dispacciamento, l'elemento PD di cui all'articolo 1, comma 1.1, del Testo Integrato Vendita, relativo al caso di trattamento monorario anche nel caso dei clienti finali che operano sul libero mercato.
- 6.8 Nel caso di utenze domestiche in bassa tensione, il corrispettivo unitario di scambio forfetario annuale è convenzionalmente calcolato dal GSE come media dei corrispettivi unitari di scambio forfetari annuali per scaglioni progressivi di consumo ponderata sulla quantità di energia elettrica ricadente in ciascuno scaglione, nell'ipotesi che l'energia elettrica eventualmente prelevata in più rispetto alle immissioni sia allocata nei primi scaglioni e che non si tenga conto del pro-quota giorno di cui all'articolo 31, comma 31.3, del Testo Integrato Trasporto.
- 6.9 La Direzione Mercati dell'Autorità, entro il 31 marzo di ogni anno, calcola e pubblica sul sito internet dell'Autorità i valori del corrispettivo unitario di scambio forfetario annuale riferiti all'anno precedente.

## **Articolo 7**

### *Regolazione economica del servizio di scambio sul posto*

- 7.1. Il GSE, nell'ambito della convenzione di cui al comma 3.3:

- a) riconosce all'utente dello scambio il contributo in conto scambio CS calcolato secondo quanto previsto al comma 5.3 ovvero al comma 5.4;
  - b) applica all'utente dello scambio un contributo a copertura dei costi amministrativi, pari a:
    - 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;
  - c) nei casi previsti dal comma 2.3, punti i) ed ii), in cui lo scambio sul posto viene erogato per una pluralità di punti di prelievo e di punti di immissione, applica all'utente dello scambio un 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.
- 7.2. La regolazione economica del servizio di scambio sul posto, di cui al comma 7.1, viene effettuata dal GSE in acconto nel corso dell'anno di riferimento e a conguaglio su base annuale solare, nel corso dell'anno successivo.
- 7.3. La regolazione a conguaglio di cui al comma 7.2 viene effettuata dal GSE nel rispetto delle seguenti tempistiche:
- entro il 30 aprile dell'anno successivo a quello di riferimento, il GSE pubblica i valori a conguaglio del contributo in conto scambio, evidenziando la parte già riconosciuta in acconto;
  - entro il 30 aprile dell'anno successivo a quello di riferimento, il GSE comunica all'utente dello scambio il valore dell'energia elettrica immessa che eccede il valore dell'energia elettrica prelevata di cui al comma 5.5;
  - entro il 31 maggio dell'anno successivo a quello di riferimento, il GSE eroga il conguaglio del contributo in conto scambio.
- 7.4. Le tempistiche di cui al comma 7.3 vengono sospese nel caso in cui l'utente dello scambio non abbia espletato gli adempimenti a proprio carico ai sensi dell'articolo 4, fino all'avvenuto espletamento.
- 7.5. La regolazione in acconto di cui al comma 7.2 viene definita dal GSE sulla base di criteri proposti dal medesimo e positivamente verificati dal Direttore della Direzione Mercati dell'Autorità. Tali criteri devono essere definiti nel rispetto dei seguenti principi:
- a) il contributo in conto scambio in acconto viene erogato in anticipo rispetto al periodo temporale di riferimento;
  - b) è possibile prevedere condizioni per l'ottimizzazione delle tempistiche di pagamento, ad esempio prevedendo che l'erogazione di uno dei contributi in conto scambio in acconto avvenga contestualmente all'erogazione del contributo in conto scambio a conguaglio;
  - c) il contributo in conto scambio viene sempre erogato entro le scadenze definite nel rispetto di quanto previsto al precedente alinea, al più con l'unica eccezione del caso in cui, per una scadenza, gli importi complessivamente spettanti siano inferiori a 15 euro;

- d) il valore in acconto del contributo in conto scambio è definito sulla base del conguaglio dell'anno o degli anni precedenti affinché il valore erogato in acconto sia, con buona probabilità, prossimo a quello atteso a conguaglio; transitoriamente, nell'attesa di disporre di dati sufficienti per l'applicazione della predetta modalità di calcolo dell'acconto, è possibile definire formule convenzionali che mediamente permettano di erogare un contributo in acconto prossimo a quello atteso a conguaglio.

## **TITOLO IV DISPOSIZIONI FINALI**

### **Articolo 8**

#### *Verifiche e controlli operati dal GSE*

- 8.1. Il GSE effettua le verifiche sugli impianti che beneficiano dello scambio sul posto, svolte, ove necessario, attraverso sopralluoghi al fine di accertare la veridicità delle informazioni e dei dati trasmessi.
- 8.2. Ai fini della verifica della condizione di cogenerazione ad alto rendimento, si applica quanto previsto dal decreto legislativo n. 20/07 e dal decreto ministeriale 4 agosto 2011. In particolare, la verifica positiva di tale condizione sulla base dei dati di esercizio a consuntivo dell'anno precedente secondo le modalità di cui all'articolo 8 del decreto ministeriale 5 settembre 2011, ha effetti per l'ammissione allo scambio sul posto nell'anno corrente. Per il primo anno solare di esercizio, l'ammissione allo scambio sul posto avviene previa verifica della condizione di cogenerazione ad alto rendimento sulla base dei dati di progetto dell'impianto: qualora, sulla base dei dati effettivi di esercizio, la condizione di cogenerazione ad alto rendimento non dovesse essere soddisfatta, si applica quanto previsto al comma 8.3. Resta fermo quanto previsto dal decreto 4 agosto 2011 per le sezioni di microcogenerazione.
- 8.3. Qualora l'impianto non dovesse risultare cogenerativo ad alto rendimento, anche a seguito delle verifiche effettuate ai sensi del decreto ministeriale 5 settembre 2011, ovvero non dovesse rispettare il requisito di cui al comma 2.2, lettera a), nel caso di centrali ibride, l'utente dello scambio restituisce al GSE quanto ottenuto in applicazione dell'articolo 7, maggiorato degli interessi legali. Per l'energia elettrica immessa il GSE applica all'utente dello scambio le condizioni di cui alla deliberazione n. 280/07.
- 8.4. Il GSE segnala ogni situazione anomala riscontrata all'Autorità, che adotta i provvedimenti di propria competenza.

### **Articolo 9**

#### *Modalità di copertura delle risorse necessarie al GSE per l'applicazione dello scambio sul posto*

- 9.1. La differenza tra i costi sostenuti dal GSE e i ricavi ottenuti dal medesimo GSE in applicazione dello scambio sul posto è posta a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate, di cui all'articolo 47, comma 47.1, lettera b), del Testo Integrato Trasporto.

- 9.2. Ai fini della determinazione del valore della componente tariffaria A<sub>3</sub>, il GSE comunica all’Autorità e alla Cassa conguaglio per il settore elettrico, trimestralmente, entro la prima decade del mese che precede l’aggiornamento della tariffa elettrica:
- a) i dati a consuntivo, relativi ai mesi precedenti dell’anno in corso, delle quantità di energia scambiate secondo le modalità di cui al presente provvedimento e il conseguente fabbisogno del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate, di cui all’articolo 47, comma 47.1, lettera b), del Testo Integrato Trasporto;
  - b) la previsione, per i mesi residui dell’anno in corso, oltre che per l’anno successivo, del gettito necessario ai fini dell’applicazione del presente provvedimento.
- 9.3. Nelle comunicazioni di cui al comma 9.2, il GSE evidenzia l’incidenza sul fabbisogno del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate derivanti dall’applicazione delle disposizioni di cui al comma 9.1, distinguendo tra fonti rinnovabili e cogenerazione ad alto rendimento.
- 9.4. Con cadenza annuale il GSE trasmette all’Autorità:
- a) entro il mese di dicembre, una descrizione delle attività da svolgere per i tre anni successivi in applicazione del presente provvedimento, ivi inclusa la gestione operativa del servizio di scambio sul posto, comprensiva dei preventivi di spesa per lo stesso periodo;
  - b) entro il mese di marzo, una descrizione delle attività svolte nell’anno precedente, indicando anche il dettaglio dei costi sostenuti.

## **Articolo 10**

### *Obblighi informativi*

- 10.1. I soggetti responsabili della raccolta, validazione e registrazione delle misure dell’energia elettrica prelevata e dell’energia elettrica immessa, trasmettono al GSE i valori dell’energia elettrica immessa e dell’energia elettrica prelevata tramite ciascun punto di connessione compreso nella convenzione di cui al comma 3.3 con le stesse tempistiche previste dall’articolo 18 del Testo Integrato Vendita, secondo modalità e formati definiti dal GSE. Al termine di ciascun anno solare, ed entro il 31 marzo dell’anno successivo a quello di riferimento, i predetti soggetti responsabili verificano i valori dell’energia elettrica immessa e dell’energia elettrica prelevata trasmessi al GSE, completando e rettificando gli eventuali dati incompleti, secondo modalità definite dal GSE.
- 10.2. Il GSE, entro 15 giorni dalla sottoscrizione della convenzione di cui al comma 3.3, comunica ai soggetti responsabili della raccolta, validazione e registrazione delle misure dell’energia elettrica prelevata e dell’energia elettrica immessa l’elenco dei punti di connessione che insistono sulla loro rete e che hanno richiesto il servizio di scambio sul posto.
- 10.3. Il GSE può richiedere ai soggetti responsabili della rilevazione e registrazione delle misure dell’energia elettrica immessa e prelevata le informazioni di cui al comma 10.1 riferite ad un periodo storico pari al massimo di cinque anni qualora necessarie al medesimo per le attività di propria competenza.

- 10.4. I soggetti responsabili della raccolta, validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica prelevata e dell'energia elettrica immessa, entro 30 giorni dal ricevimento delle informazioni di cui al comma 10.2, trasmettono al GSE, tramite il portale informatico appositamente predisposto e secondo modalità definite dal medesimo GSE, i seguenti dati e informazioni relativi a ciascun utente dello scambio:
- a) tipologia di punto di prelievo come definita dall'articolo 2, comma 2.2, del Testo Integrato Trasporto;
  - b) nel caso delle utenze domestiche in bassa tensione, tipologia di tariffa applicata, distinguendo tra tariffa D2 e tariffa D3.
- 10.5. I soggetti responsabili della raccolta, validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica prelevata e dell'energia elettrica immessa trasmettono al GSE l'aggiornamento dei dati di cui al comma 10.4, entro 30 giorni dalla data in cui vengono effettuate eventuali rettifiche o modifiche.

### **Articolo 11**

#### *Regole tecniche per lo scambio sul posto*

- 11.1. Il GSE predisporre e trasmettere all'Autorità un documento contenente i criteri puntuali di calcolo per l'applicazione del presente provvedimento, oltre che criteri di calcolo da applicarsi nei casi in cui ad unico punto di scambio risultino collegati più impianti di produzione di diversa tipologia aventi diritto ad accedere al servizio di scambio sul posto nonché nei casi dei Comuni con popolazione fino a 20.000 residenti e del Ministero della Difesa. Tale documento, a seguito della verifica da parte del Direttore della Direzione Mercati dell'Autorità, viene pubblicato sul sito *internet* del GSE.

### **Articolo 12**

#### *Accesso allo scambio sul posto a decorrere dalla data di entrata in esercizio*

- 12.1. Gli impianti oggetto della comunicazione di cui all'articolo 36, comma 36.4, del Testo Integrato delle Connessioni Attive, per i quali è stato scelto lo scambio sul posto, sono inseriti nel contratto di dispacciamento in immissione del GSE.
- 12.2. Entro 60 (sessanta) giorni dalla data di entrata in esercizio, il soggetto che intende avvalersi dello scambio sul posto è tenuto a inoltrare al GSE l'istanza di cui al comma 3.2. In caso contrario, l'impianto in oggetto viene escluso dal contratto di dispacciamento in immissione del GSE a decorrere da una data successiva, come comunicata dal medesimo GSE.
- 12.3. A seguito dell'istanza di cui al comma 12.2, il GSE verifica che siano rispettati tutti i requisiti necessari per l'ammissibilità allo scambio sul posto. Qualora la verifica abbia esito positivo, il GSE stipula la convenzione di cui al comma 3.3 con effetti a decorrere dalla data di entrata in esercizio dell'impianto. Qualora invece la verifica abbia esito negativo, il GSE rifiuta di stipulare la convenzione di cui al comma 3.3 e l'impianto in oggetto viene escluso dal contratto di dispacciamento in immissione del GSE a decorrere da una data successiva, comunicata dal medesimo GSE all'utente dello scambio.

- 12.4. Qualora l'utente dello scambio inoltri l'istanza a seguito della scadenza di cui al comma 12.2, si applica quanto previsto dal comma 3.5.
- 12.5. Per il periodo non compreso nella convenzione di cui al comma 3.3 in cui l'impianto era inserito nel contratto di dispacciamento in immissione del GSE, il medesimo GSE riconosce, per l'energia elettrica immessa, il prezzo di cui al comma 5.2.

### **Articolo 13**

#### *Disposizioni per la verifica del rispetto delle tempistiche previste dal presente provvedimento*

- 13.1. Il GSE trasmette all'Autorità:
- a) entro il 30 aprile di ogni anno, un rapporto che evidenzi, per ogni gestore di rete, il numero di dati di misura complessivamente necessari, come risulta alla data del 31 gennaio, ai fini del rispetto del Testo Integrato dello Scambio sul Posto per l'anno precedente e il numero di misure trasmesse al GSE entro il 31 marzo;
  - b) entro il 30 settembre di ogni anno, un rapporto che evidenzi, per ogni gestore di rete, il numero di dati di misura complessivamente necessari, come risulta alla data del 30 aprile, ai fini del rispetto del Testo Integrato dello Scambio sul Posto per l'anno precedente e il numero di misure trasmesse al GSE entro il 31 luglio;
  - c) entro il 15 luglio di ogni anno, il numero delle convenzioni di scambio sul posto attive per l'anno precedente, il numero dei contributi in conto scambio di conguaglio pubblicati entro il 30 aprile, nonché il numero dei pagamenti effettuati agli utenti entro il 31 maggio.
- 13.2. Nel caso in cui il numero delle misure mancanti, di cui al rapporto previsto dal comma 13.1, lettera a), sia superiore al massimo tra 50 e l'1% di quelle complessivamente necessarie, il gestore di rete versa a Cassa Conguaglio per il settore elettrico un importo pari al prodotto tra 20 euro e la differenza, qualora positiva, tra il numero dei dati mancanti e il massimo tra 50 e l'1% dei dati di misura complessivamente necessari.
- 13.3. Nel caso in cui il rapporto previsto dal comma 13.1, lettera b) evidenzi la persistenza di misure mancanti, il gestore di rete versa a Cassa Conguaglio per il settore elettrico un importo pari al prodotto tra 20 euro e il numero dei dati di misura mancanti.
- 13.4. Ai fini dell'applicazione del presente articolo, vengono esclusi i ritardi imputabili a terzi, come opportunamente documentati. Tale documentazione deve essere conservata ed esibita in caso di richiesta da parte dell'Autorità o in caso di verifica ispettiva.
- 13.5. Le somme versate a Cassa Conguaglio per il settore elettrico sono poste a valere sul Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate.

## Appendice A

Nelle tabelle seguenti si riportano, a titolo d'esempio, i valori trimestrali e il valore della media annuale del corrispettivo  $CU_5$  per l'anno 2011, applicato ad alcune tipologie di utenti dello scambio (nel caso di utenze in media, alta e altissima tensione si riportano i valori relativi ai consumi fino a 4 GWh/mensili)

Clienti finali in maggior tutela e impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili Tipologie di utenze previste nel 2011	Primo trimestre 2011	Secondo trimestre 2011	Terzo trimestre 2011	Quarto trimestre 2011	Media anno 2011
	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh
<b>Domestico D2</b>					
<i>consumo ≤ 1800 kWh/anno</i>	2,821	3,035	3,231	3,339	3,107
<i>1800 kWh/anno &lt; consumo ≤ 2640 kWh/anno</i>	6,726	7,124	7,422	7,556	7,207
<i>2640 kWh/anno &lt; consumo ≤ 4440 kWh/anno</i>	11,089	11,735	12,170	12,339	11,833
<i>consumo &gt; 4440 kWh/anno</i>	14,899	15,545	15,980	16,149	15,643
<b>Domestico D3</b>					
<i>consumo ≤ 1800 kWh/anno</i>	5,969	6,615	7,050	7,219	6,713
<i>1800 kWh/anno &lt; consumo ≤ 2640 kWh/anno</i>	7,529	8,175	8,610	8,779	8,273
<i>2640 kWh/anno &lt; consumo ≤ 4440 kWh/anno</i>	11,089	11,735	12,170	12,339	11,833
<i>consumo &gt; 4440 kWh/anno</i>	14,899	15,545	15,980	16,149	15,643
<b>Utenze di illuminazione pubblica BT</b>	5,095	5,643	6,020	6,179	5,734
<b>Altre utenze BT con potenza disponibile maggiore di 16,5 kW e trattamento orario o per fasce</b>					
<i>Pd &gt; 16,5 kW; Pi ≤ 1,5 kW</i>	3,561	4,118	4,253	4,518	4,113
<i>Pd &gt; 16,5 kW; Pi &gt; 1,5 kW</i>	4,006	4,759	5,002	5,294	4,765
<b>Altre utenze BT con potenza disponibile maggiore di 16,5 kW e trattamento non orario né per fasce</b>					
<i>Pd &gt; 16,5 kW; Pi ≤ 1,5 kW</i>	3,598	4,001	4,299	4,434	4,083
<i>Pd &gt; 16,5 kW; Pi &gt; 1,5 kW</i>	4,043	4,642	5,048	5,210	4,736
<b>Altre utenze BT con potenza disponibile fino a 16,5 kW e trattamento per fasce</b>					
<i>Pd ≤ 16,5 kW; Pi ≤ 1,5 kW</i>	3,569	4,124	4,261	4,523	4,119
<i>Pd ≤ 16,5 kW; 1,5 kW &lt; Pi ≤ 3 kW</i>	4,014	4,765	5,010	5,299	4,772
<i>Pd ≤ 16,5 kW; 3 kW &lt; Pi ≤ 6 kW</i>	4,014	4,765	5,010	5,299	4,772
<i>Pd ≤ 16,5 kW; 6 kW &lt; Pi ≤ 10 kW</i>	4,014	4,765	5,010	5,299	4,772
<i>Pd ≤ 16,5 kW; Pi &gt; 10 kW</i>	4,014	4,765	5,010	5,299	4,772
<b>Altre utenze BT con potenza disponibile fino a 16,5 kW e trattamento non per fasce</b>					
<i>Pd ≤ 16,5 kW; Pi ≤ 1,5 kW</i>	3,604	4,007	4,305	4,440	4,089
<i>Pd ≤ 16,5 kW; 1,5 kW &lt; Pi ≤ 3 kW</i>	4,049	4,648	5,054	5,216	4,742
<i>Pd ≤ 16,5 kW; 3 kW &lt; Pi ≤ 6 kW</i>	4,049	4,648	5,054	5,216	4,742
<i>Pd ≤ 16,5 kW; 6 kW &lt; Pi ≤ 10 kW</i>	4,049	4,648	5,054	5,216	4,742
<i>Pd ≤ 16,5 kW; Pi &gt; 10 kW</i>	4,049	4,648	5,054	5,216	4,742

Clienti finali liberi e impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili Tipologie di utenze previste nel 2011	Primo trimestre 2011	Secondo trimestre 2011	Terzo trimestre 2011	Quarto trimestre 2011	Media anno 2011
	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh
<b>Domestico D2</b>					
consumo ≤ 1800 kWh/anno	2,459	2,916	3,088	3,283	2,937
1800 kWh/anno < consumo ≤ 2640 kWh/anno	6,364	7,005	7,279	7,500	7,037
2640 kWh/anno < consumo ≤ 4440 kWh/anno	10,727	11,616	12,027	12,283	11,663
consumo > 4440 kWh/anno	14,537	15,426	15,837	16,093	15,473
<b>Domestico D3</b>					
consumo ≤ 1800 kWh/anno	5,607	6,496	6,907	7,163	6,543
1800 kWh/anno < consumo ≤ 2640 kWh/anno	7,167	8,056	8,467	8,723	8,103
2640 kWh/anno < consumo ≤ 4440 kWh/anno	10,727	11,616	12,027	12,283	11,663
consumo > 4440 kWh/anno	14,537	15,426	15,837	16,093	15,473
<b>Utenze di illuminazione pubblica BT</b>	4,747	5,528	5,879	6,120	5,569
<b>Altre utenze BT</b>					
Pd ≤ 16,5 kW; Pi ≤ 1,5 kW	3,251	3,888	4,160	4,381	3,920
Pd ≤ 16,5 kW; 1,5 kW < Pi ≤ 3 kW	3,696	4,529	4,909	5,157	4,573
Pd ≤ 16,5 kW; 3 kW < Pi ≤ 6 kW	3,696	4,529	4,909	5,157	4,573
Pd ≤ 16,5 kW; 6 kW < Pi ≤ 10 kW	3,696	4,529	4,909	5,157	4,573
Pd ≤ 16,5 kW; Pi > 10 kW	3,696	4,529	4,909	5,157	4,573
Pd > 16,5 kW; Pi ≤ 1,5 kW	3,245	3,882	4,154	4,375	3,914
Pd > 16,5 kW; Pi > 1,5 kW	3,690	4,523	4,903	5,151	4,567
<b>Utenze di illuminazione pubblica MT</b>	3,648	4,290	4,562	4,783	4,321
<b>Altre utenze MT</b>					
Pd ≤ 100 kW	3,243	3,948	4,255	4,484	3,983
100 kW < Pd ≤ 500 kW; Pi ≤ 100 kW	3,232	3,937	4,244	4,473	3,972
100 kW < Pd ≤ 500 kW; Pi > 100 kW	3,232	3,937	4,244	4,473	3,972
Pd > 500 kW; Pi ≤ 100 kW	3,220	3,925	4,232	4,461	3,960
Pd > 500 kW; Pi > 100 kW	3,220	3,925	4,232	4,461	3,960
<b>Utenze in AT e AAT fino a 220 kV</b>					
Pi ≤ 1000 kW	3,170	3,911	4,219	4,448	3,937
1000 kW < Pi ≤ 5000 kW	3,170	3,911	4,219	4,448	3,937
5000 kW < Pi ≤ 10000 kW	3,170	3,911	4,219	4,448	3,937
Pi > 10000 kW	3,170	3,911	4,219	4,448	3,937
<b>Utenze in AAT superiore a 220 kV</b>					
Pi ≤ 1000 kW	3,161	3,902	4,210	4,439	3,928
1000 kW < Pi ≤ 5000 kW	3,161	3,902	4,210	4,439	3,928
5000 kW < Pi ≤ 10000 kW	3,161	3,902	4,210	4,439	3,928
Pi > 10000 kW	3,161	3,902	4,210	4,439	3,928

Clienti finali in maggior tutela e impianti di produzione cogenerativi ad alto rendimento Tipologie di utenze previste nel 2011	Primo trimestre 2011	Secondo trimestre 2011	Terzo trimestre 2011	Quarto trimestre 2011	Media anno 2011
	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh
<b>Domestico D2</b>					
consumo ≤ 1800 kWh/anno	1,501	1,355	1,312	1,349	1,379
1800 kWh/anno < consumo ≤ 2640 kWh/anno	4,811	4,665	4,622	4,659	4,689
2640 kWh/anno < consumo ≤ 4440 kWh/anno	8,371	8,225	8,182	8,219	8,249
consumo > 4440 kWh/anno	12,181	12,035	11,992	12,029	12,059
<b>Domestico D3</b>					
consumo ≤ 1800 kWh/anno	3,251	3,105	3,062	3,099	3,129
1800 kWh/anno < consumo ≤ 2640 kWh/anno	4,811	4,665	4,622	4,659	4,689
2640 kWh/anno < consumo ≤ 4440 kWh/anno	8,371	8,225	8,182	8,219	8,249
consumo > 4440 kWh/anno	12,181	12,035	11,992	12,029	12,059
<b>Utenze di illuminazione pubblica BT</b>	2,801	2,665	2,624	2,666	2,689
<b>Altre utenze BT con potenza disponibile maggiore di 16,5 kW e trattamento orario o per fasce</b>					
Pd > 16,5 kW; Pi ≤ 1,5 kW	1,588	1,605	1,401	1,569	1,541
Pd > 16,5 kW; Pi > 1,5 kW	1,588	1,605	1,401	1,569	1,541
<b>Altre utenze BT con potenza disponibile maggiore di 16,5 kW e trattamento non orario né per fasce</b>					
Pd > 16,5 kW; Pi ≤ 1,5 kW	1,625	1,488	1,447	1,485	1,511
Pd > 16,5 kW; Pi > 1,5 kW	1,625	1,488	1,447	1,485	1,511
<b>Altre utenze BT con potenza disponibile fino a 16,5 kW e trattamento per fasce</b>					
Pd ≤ 16,5 kW; Pi ≤ 1,5 kW	1,596	1,611	1,409	1,574	1,547
Pd ≤ 16,5 kW; 1,5 kW < Pi ≤ 3 kW	1,596	1,611	1,409	1,574	1,547
Pd ≤ 16,5 kW; 3 kW < Pi ≤ 6 kW	1,596	1,611	1,409	1,574	1,547
Pd ≤ 16,5 kW; 6 kW < Pi ≤ 10 kW	1,596	1,611	1,409	1,574	1,547
Pd ≤ 16,5 kW; Pi > 10 kW	1,596	1,611	1,409	1,574	1,547
<b>Altre utenze BT con potenza disponibile fino a 16,5 kW e trattamento non per fasce</b>					
Pd ≤ 16,5 kW; Pi ≤ 1,5 kW	1,631	1,494	1,453	1,491	1,517
Pd ≤ 16,5 kW; 1,5 kW < Pi ≤ 3 kW	1,631	1,494	1,453	1,491	1,517
Pd ≤ 16,5 kW; 3 kW < Pi ≤ 6 kW	1,631	1,494	1,453	1,491	1,517
Pd ≤ 16,5 kW; 6 kW < Pi ≤ 10 kW	1,631	1,494	1,453	1,491	1,517
Pd ≤ 16,5 kW; Pi > 10 kW	1,631	1,494	1,453	1,491	1,517

Clienti finali liberi e impianti di produzione cogenerativi ad alto rendimento Tipologie di utenze previste nel 2011	Primo trimestre 2011	Secondo trimestre 2011	Terzo trimestre 2011	Quarto trimestre 2011	Media anno 2011
	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh
<b>Domestico D2</b>					
<i>consumo ≤ 1800 kWh/anno</i>	1,139	1,236	1,169	1,293	1,209
<i>1800 kWh/anno &lt; consumo ≤ 2640 kWh/anno</i>	4,449	4,546	4,479	4,603	4,519
<i>2640 kWh/anno &lt; consumo ≤ 4440 kWh/anno</i>	8,009	8,106	8,039	8,163	8,079
<i>consumo &gt; 4440 kWh/anno</i>	11,819	11,916	11,849	11,973	11,889
<b>Domestico D3</b>					
<i>consumo ≤ 1800 kWh/anno</i>	2,889	2,986	2,919	3,043	2,959
<i>1800 kWh/anno &lt; consumo ≤ 2640 kWh/anno</i>	4,449	4,546	4,479	4,603	4,519
<i>2640 kWh/anno &lt; consumo ≤ 4440 kWh/anno</i>	8,009	8,106	8,039	8,163	8,079
<i>consumo &gt; 4440 kWh/anno</i>	11,819	11,916	11,849	11,973	11,889
<b>Utenze di illuminazione pubblica BT</b>	2,453	2,550	2,483	2,607	2,523
<b>Altre utenze BT</b>					
<i>Pd ≤ 16,5 kW; Pi ≤ 1,5 kW</i>	1,278	1,375	1,308	1,432	1,348
<i>Pd ≤ 16,5 kW; 1,5 kW &lt; Pi ≤ 3 kW</i>	1,278	1,375	1,308	1,432	1,348
<i>Pd ≤ 16,5 kW; 3 kW &lt; Pi ≤ 6 kW</i>	1,278	1,375	1,308	1,432	1,348
<i>Pd ≤ 16,5 kW; 6 kW &lt; Pi ≤ 10 kW</i>	1,278	1,375	1,308	1,432	1,348
<i>Pd ≤ 16,5 kW; Pi &gt; 10 kW</i>	1,278	1,375	1,308	1,432	1,348
<i>Pd &gt; 16,5 kW; Pi ≤ 1,5 kW</i>	1,272	1,369	1,302	1,426	1,342
<i>Pd &gt; 16,5 kW; Pi &gt; 1,5 kW</i>	1,272	1,369	1,302	1,426	1,342
<b>Utenze di illuminazione pubblica MT</b>	1,837	1,934	1,867	1,991	1,907
<b>Altre utenze MT</b>					
<i>Pd ≤ 100 kW</i>	1,252	1,349	1,282	1,406	1,322
<i>100 kW &lt; Pd ≤ 500 kW; Pi ≤ 100 kW</i>	1,241	1,338	1,271	1,395	1,311
<i>100 kW &lt; Pd ≤ 500 kW; Pi &gt; 100 kW</i>	1,241	1,338	1,271	1,395	1,311
<i>Pd &gt; 500 kW; Pi ≤ 100 kW</i>	1,229	1,326	1,259	1,383	1,299
<i>Pd &gt; 500 kW; Pi &gt; 100 kW</i>	1,229	1,326	1,259	1,383	1,299
<b>Utenze in AT e AAT fino a 220 kV</b>					
<i>Pi ≤ 1000 kW</i>	1,196	1,293	1,226	1,350	1,266
<i>1000 kW &lt; Pi ≤ 5000 kW</i>	1,196	1,293	1,226	1,350	1,266
<i>5000 kW &lt; Pi ≤ 10000 kW</i>	1,196	1,293	1,226	1,350	1,266
<i>Pi &gt; 10000 kW</i>	1,196	1,293	1,226	1,350	1,266
<b>Utenze in AAT superiore a 220 kV</b>					
<i>Pi ≤ 1000 kW</i>	1,187	1,284	1,217	1,341	1,257
<i>1000 kW &lt; Pi ≤ 5000 kW</i>	1,187	1,284	1,217	1,341	1,257
<i>5000 kW &lt; Pi ≤ 10000 kW</i>	1,187	1,284	1,217	1,341	1,257
<i>Pi &gt; 10000 kW</i>	1,187	1,284	1,217	1,341	1,257