

DELIBERAZIONE 12 DICEMBRE 2013
578/2013/R/EEL

REGOLAZIONE DEI SERVIZI DI CONNESSIONE, MISURA, TRASMISSIONE, DISTRIBUZIONE, DISPACCIAMENTO E VENDITA NEL CASO DI SISTEMI SEMPLICI DI PRODUZIONE E CONSUMO

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 12 dicembre 2013

VISTI:

- la direttiva 2006/32/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 aprile 2006, concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e recante abrogazione della direttiva 93/76/CEE del Consiglio;
- la direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2003/54/CE (di seguito: direttiva 2009/72/CE);
- la legge 6 dicembre 1962, n. 1643;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239 (di seguito: legge 239/04);
- la legge 29 novembre 2007, n. 222 (di seguito: legge 222/07);
- la legge 24 dicembre 2007, n. 244 (di seguito: legge 244/07);
- la legge 23 luglio 2009, n. 99 (di seguito: legge 99/09);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo 79/99);
- il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 (di seguito: decreto legislativo 387/03);
- il decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20 (di seguito: decreto legislativo 20/07);
- il decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115 (di seguito: decreto legislativo 115/08);
- il decreto legislativo 29 marzo 2010, n. 56 (di seguito: decreto legislativo 56/10);
- il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 (di seguito: decreto legislativo 28/11);
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 (di seguito: decreto legislativo 93/11);
- i decreti del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato, aventi ad oggetto il rilascio delle concessioni per l'attività di distribuzione di energia elettrica emanati ai sensi dell'articolo 9 del decreto legislativo 79/99;
- il decreto del Ministero delle Attività Produttive 13 ottobre 2003, avente ad oggetto la conferma della concessione ad Enel Distribuzione S.p.A.(di seguito: Enel

Distribuzione) dell'attività di distribuzione di energia elettrica già attribuita all'Enel S.p.A. (di seguito: Enel) con decreto del 28 dicembre 1995, e l'adeguamento della convenzione, stipulata il 28 dicembre 1995 tra il Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato e l'Enel, alle disposizioni di legge emanate dopo tale data;

- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 10 dicembre 2010 (di seguito: decreto ministeriale 10 dicembre 2010);
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 4 agosto 2011 (di seguito: decreto ministeriale 4 agosto 2011);
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 5 settembre 2011 di seguito: decreto ministeriale 5 settembre 2011);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 30 maggio 2006, n. 105/06 e il relativo Allegato A (di seguito: deliberazione 105/06);
- la deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06 e il relativo Allegato A (di seguito: deliberazione 111/06);
- la deliberazione dell'Autorità 18 gennaio 2007, n. 11/07 e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato Unbundling o TIU);
- la deliberazione dell'Autorità 11 aprile 2007, n. 88/07 e i relativi Allegato A e Allegato A bis (di seguito: deliberazione 88/07);
- la deliberazione dell'Autorità 11 aprile 2007, n. 90/07 e il relativo Allegato A (di seguito: deliberazione 90/07);
- la deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07; e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato Vendita o TIV)
- la deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2007, n. 280/07 e il relativo Allegato A (di seguito: deliberazione 280/07);
- la deliberazione dell'Autorità 25 gennaio 2008, ARG/elt 4/08 e il relativo Allegato A (di seguito: deliberazione ARG/elt 4/08);
- la deliberazione dell'Autorità 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08 e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato Connessioni Attive o TICA);
- la deliberazione dell'Autorità 18 novembre 2008, ARG/com 164/08 e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato della Qualità della Vendita o TIQV 2012-2015);
- la deliberazione dell'Autorità 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09 e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato Settlement o TIS);
- la deliberazione dell'Autorità 17 novembre 2009, ARG/elt 175/09;
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2009, ARG/com 202/09 (di seguito: deliberazione ARG/com 202/09);
- la deliberazione dell'Autorità 12 aprile 2010, ARG/elt 52/10;
- la deliberazione dell'Autorità 6 maggio 2010, ARG/elt 66/10;
- la deliberazione dell'Autorità 20 ottobre 2010, ARG/elt 181/10 e il relativo Allegato A (di seguito: deliberazione ARG/elt 181/10);
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2011, ARG/elt 198/11 e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato della Qualità Elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015 o TIQE 2012-2015);
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11 e i relativi Allegato A (di seguito: Testo Integrato Trasporto o TIT), Allegato B (di seguito: Testo Integrato Misura Elettrica o TIME) e Allegato C (di seguito: Testo Integrato Connessioni o TIC);

- la deliberazione dell’Autorità 16 febbraio 2012, 46/2012/R/eel e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato Cooperative Elettriche o TICCOOP);
- la deliberazione dell’Autorità 5 aprile 2012, 130/2012/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 14 giugno 2012, 245/2012/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 20 dicembre 2012, 570/2012/R/efr e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato dello Scambio sul Posto o TISP);
- la deliberazione dell’Autorità 7 febbraio 2013, 44/2013/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 26 settembre 2013, 402/2013/R/com, e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato Bonus Elettrico e Gas o TIBEG);
- il documento per la consultazione 4 agosto 2011, DCO 33/11 (di seguito: DCO 33/11);
- il documento per la consultazione 2 maggio 2013, 183/2013/R/eel (di seguito: documento per la consultazione 183/2013/R/eel);
- il documento per la consultazione 16 maggio 2013, 209/2013/R/eel (di seguito: documento per la consultazione 209/2013/R/eel);
- la sentenza 6407 del 13 luglio 2012 del TAR Lazio nell’ambito del contenzioso avverso il decreto ministeriale 10 dicembre 2010 (di seguito: sentenza 6407/2012 del TAR Lazio);
- le osservazioni pervenute durante i processi di consultazione.

CONSIDERATO CHE:

- il decreto legislativo 115/08, come modificato dal decreto legislativo 56/10:
 - a) all’articolo 2, comma 1, lettera t), definisce il Sistema Efficiente di Utente (SEU) come un *“sistema in cui un impianto di produzione di energia elettrica, con potenza non superiore a 20 MWe e complessivamente installata sullo stesso sito, alimentato da fonti rinnovabili ovvero in assetto cogenerativo ad alto rendimento, anche nella titolarità di un soggetto diverso dal cliente finale, è direttamente connesso, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, all’impianto per il consumo di un solo cliente finale ed è realizzato all’interno dell’area di proprietà o nella piena disponibilità del medesimo cliente”*;
 - b) all’articolo 10, comma 2, definisce i c.d. Sistemi Equiparati ai SEU (SESEU) come i sistemi *“il cui assetto è conforme a tutte le seguenti condizioni:*
 - *sono sistemi esistenti alla data di entrata in vigore del suddetto regime di regolazione, ovvero sono sistemi di cui, alla medesima data, sono stati avviati i lavori di realizzazione ovvero sono state ottenute tutte le autorizzazioni previste dalla normativa vigente;*
 - *hanno una configurazione conforme alla definizione di cui all’articolo 2, comma 1, lettera t) o, in alternativa, connesso, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, esclusivamente unità di produzione e di consumo di energia elettrica nella titolarità del medesimo soggetto giuridico.”*;
 - c) in relazione ai SEU e ai SESEU, all’articolo 10 prevede:
 - al comma 1 che *“[...] l’Autorità per l’energia elettrica e il gas definisce le modalità per la regolazione dei sistemi efficienti di utenza, nonché le modalità e i tempi per la gestione dei rapporti contrattuali ai fini dell’erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento, tenendo conto dei principi di corretto funzionamento del*

mercato elettrico e assicurando che non si producano disparità di trattamento sul territorio nazionale. [...]”;

- al comma 2 che *“Nell’ambito dei provvedimenti di cui al comma 1, l’Autorità per l’energia elettrica e il gas provvede inoltre affinché la regolazione dell’accesso al sistema elettrico sia effettuata in modo tale che i corrispettivi tariffari di trasmissione e di distribuzione, nonché quelli di dispacciamento e quelli a copertura degli oneri generali di sistema di cui all’articolo 3, comma 11, del decreto legislativo 16 marzo 1999, 79 [oneri generali afferenti al sistema elettrico, ivi inclusi gli oneri concernenti le attività di ricerca e le attività di smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, di chiusura del ciclo del combustibile e le attività connesse e conseguenti, NdR], e degli oneri ai sensi dell’articolo 4, comma 1, del decreto-legge 14 novembre 2003, 314, convertito, con modificazioni, dalla legge 24 dicembre 2003, 368 [misure di compensazione territoriale, previste fino al definitivo smantellamento degli impianti, a favore dei siti che ospitano centrali nucleari e impianti del ciclo del combustibile nucleare, NdR], siano applicati esclusivamente all’energia elettrica prelevata sul punto di connessione. In tale ambito, l’Autorità prevede meccanismi di salvaguardia per le realizzazioni avviate in data antecedente alla data di entrata in vigore del presente decreto, in particolare estendendo il regime di regolazione dell’accesso al sistema elettrico di cui al precedente periodo almeno ai” SESEU;*
- la legge 99/09:
 - a) all’articolo 33, comma 5, prevede che *“[...] a decorrere dalla data di entrata in vigore della presente legge i corrispettivi tariffari di trasmissione e di distribuzione, nonché quelli a copertura degli oneri generali di sistema [...] sono determinati facendo esclusivo riferimento al consumo di energia elettrica dei clienti finali o a parametri relativi al punto di connessione dei medesimi clienti finali.”;*
 - b) all’articolo 33, comma 6, prevede che *“Limitatamente alle RIU [Reti Interne d’Utenza, NdR] di cui al comma 1, i corrispettivi tariffari di cui al comma 5 si applicano esclusivamente all’energia elettrica prelevata nei punti di connessione.”;*
 - c) all’articolo 33, comma 7, prevede che *“Entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente legge, l’Autorità per l’energia elettrica e il gas adegua le proprie determinazioni tariffarie per dare attuazione a quanto disposto dai commi 5 e 6 del presente articolo.”;*
 - d) all’articolo 30, comma 27, prevede che *“Al fine di garantire e migliorare la qualità del servizio elettrico ai clienti finali collegati, attraverso reti private con eventuale produzione interna, al sistema elettrico nazionale di cui all’articolo 2 del decreto legislativo 16 marzo 1999, 79, il Ministero dello sviluppo economico determina, entro centoventi giorni dalla data di entrata in vigore della presente legge, nuovi criteri per la definizione dei rapporti intercorrenti fra il gestore della rete, le società di distribuzione in concessione, il proprietario delle reti private ed il cliente finale collegato a tali reti. L’Autorità per l’energia elettrica e il gas è incaricata dell’attuazione dei suddetti criteri al fine del contemperamento e della salvaguardia dei diritti*

- acquisiti, anche con riferimento alla necessità di un razionale utilizzo delle risorse esistenti.”;*
- il decreto ministeriale 10 dicembre 2010, emanato al fine di dare attuazione all’articolo 30, comma 27, della legge 99/09:
 - a) in relazione alle RIU, all’articolo 7, comma 4, prevede che *“L’Autorità per l’energia elettrica e il gas individua apposite misure per monitorare l’aggiornamento dei soggetti appartenenti ad una Rete interna di utenza, prevedendo opportuni accorgimenti atti a contenere l’estensione territoriale di tali reti.”;*
 - b) in relazione alle reti private, all’articolo 4, comma 2, prevede che *“L’Autorità per l’energia elettrica e il gas individua le modalità per l’esercizio del diritto di libero accesso al sistema elettrico da parte dei soggetti connessi alle reti con obbligo di libero accesso al sistema elettrico.”;*
 - c) in relazione alle reti private, ivi incluse le RIU, all’articolo 5 prevede:
 - al comma 1 che *“L’Autorità per l’energia elettrica e il gas determina i criteri e le condizioni in base ai quali un gestore di rete titolare di una concessione di distribuzione o di trasmissione dell’energia elettrica può disporre delle infrastrutture di un gestore di rete sottoposto all’obbligo di libero accesso al sistema elettrico, per l’esecuzione di attività legate all’erogazione del servizio di distribuzione o di trasmissione, ivi inclusa l’erogazione del servizio di connessione.”;*
 - al comma 2 che, al fine di disciplinare il caso di cui al precedente alinea, l’Autorità definisce disposizioni volte a disciplinare *“[...] i rapporti, ivi incluse le condizioni economiche, tra un gestore di rete sottoposto all’obbligo di libero accesso al sistema e il gestore titolare di una concessione di distribuzione o di trasmissione dell’energia elettrica, con l’obiettivo di garantire condizioni efficienti per l’accesso alla rete pubblica da parte dei soggetti che ne fanno richiesta, siano essi già connessi ad un rete privata ovvero richiedenti una nuova connessione.”;*
 - il decreto legislativo 93/11, all’articolo 38, comma 5, ha previsto che *“Ferma restando la disciplina relativa ai sistemi efficienti di utenza di cui all’articolo 2, comma 1, lettera t), del decreto legislativo 115 del 2008, i sistemi di distribuzione chiusi sono le reti interne d’utenza così come definite dall’articolo 33 della legge 23 luglio 2009, 99 nonché le altre reti elettriche private definite ai sensi dell’articolo 30, comma 27, della legge 99 del 2009, cui si applica l’articolo 33, comma 5, della legge 23 luglio 2009, 99.”;*
 - con la sentenza 6407/2012, il Tar Lazio ha in parte accolto e in parte respinto un ricorso avverso il decreto ministeriale 10 dicembre 2010, fornendo utili chiarimenti, di natura sistematica, sull’impostazione di tale provvedimento;
 - il quadro normativo in materia di SEU, SESEU, RIU e altre reti private è stato soggetto a continue innovazioni e cambiamenti ed appare ancora oggi piuttosto articolato e frammentario. La sua piena applicazione è stata possibile solo a seguito della sentenza 6407/2012 del TAR Lazio del 13 luglio 2012, che ha consentito di chiarire la portata del decreto ministeriale 10 dicembre 2010 da cui non era possibile prescindere ai fini del completamento del quadro regolatorio;
 - con i documenti per la consultazione 183/2013/R/eel e 209/2013/R/eel, l’Autorità ha presentato i propri orientamenti finali in relazione ai Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC), di cui le RIU sono un sottoinsieme, e ai Sistemi Semplici di

Produzione e Consumo (SSPC), di cui i SEU sono un sottoinsieme. Tali documenti hanno sostituito il precedente DCO 33/11, pubblicato nel 2011 sulle medesime tematiche, proprio al fine di tenere conto della sopravvenuta evoluzione del quadro normativo, incisa sia dal citato contenzioso promosso contro il decreto ministeriale 10 dicembre 2010, sia dal recepimento della direttiva 2009/72/CE, mediante l'articolo 38, comma 5, del decreto legislativo 93/11, in tema di sistemi di distribuzione chiusi;

- nella parte introduttiva dei documenti per la consultazione 183/2013/R/eel e 209/2013/R/eel l'Autorità ha altresì evidenziato:
 - che la normativa primaria prevede benefici tariffari per i SEU, i sistemi ad essi equiparati (SESEU) e le RIU, correlati alle configurazioni di rete adottate e agli assetti societari. Pertanto, tali benefici non consentono un'applicazione selettiva che tenga conto delle diverse tipologie di attività produttive svolte dai beneficiari. In più, a parità di oneri complessivi, la presenza di esoneri tariffari comporta l'aumento del valore medio unitario delle componenti tariffarie per gli utenti che non rientrano nei regimi agevolati;
 - la necessità che il Governo e il Parlamento valutino l'opportunità di introdurre modifiche normative che consentano di superare le criticità sopra descritte;
 - l'intenzione di orientare la propria regolazione, per quanto possibile compatibilmente con le normative vigenti, a un principio di non discriminazione, con riguardo all'erogazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nonché all'applicazione degli oneri generali di sistema nel caso dei SSPC e nel caso di reti in assetto di SDC;
- la situazione di criticità normativa sopra descritta era già stata parzialmente segnalata al Governo e al Parlamento con la "*Segnalazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas sullo stato e le criticità dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale. Proposte per lo sviluppo concorrenziale dei mercati dell'energia elettrica e del gas e per la tutela dei consumatori*" dell'11 ottobre 2012, 410/2012/I/com; è stata poi ripresa, con maggiori dettagli, nella "*Segnalazione al Parlamento ed al Governo sull'assetto dei mercati energetici venutosi a determinare a seguito del recepimento delle direttive europee del cd. Terzo pacchetto Energia - Proposte di miglioramento normativo*" dell'8 novembre 2012, 461/2012/I/com; infine è stata ulteriormente ribadita nella "*Indagine conoscitiva sui prezzi dell'energia elettrica e del gas come fattore strategico per la crescita del sistema produttivo del Paese*" dell'8 luglio 2013, 298/2013/I/com;
- ferme restando le criticità normative, che sono state meglio dettagliate a scopo esclusivamente esplicativo nella parte introduttiva dei documenti per la consultazione 183/2013/R/eel e 209/2013/R/eel (a cui si rimanda), con i medesimi documenti per la consultazione l'Autorità ha presentato:
 - gli orientamenti finali per il completamento del quadro definitorio in materia di Reti Elettriche Pubbliche, reti in assetto di SDC e SSPC a seguito delle recenti modifiche normative e dei pronunciamenti della giustizia amministrativa (documento per la consultazione 183/2013/R/eel);
 - gli orientamenti finali per il completamento del quadro regolatorio in materia di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nel caso dei SSPC (documento per la consultazione 209/2013/R/eel), nel pieno rispetto delle normative vigenti;

- il presente provvedimento dà seguito al DCO 209/2013/R/eel che, a sua volta, riprende e richiama le definizioni dei SSPC già riportate nel DCO 183/2013/R/eel.

CONSIDERATO CHE:

- l’Autorità, con il documento per la consultazione 209/2013/R/eel, ha sottoposto a consultazione:
 - a) le attività necessarie per riconoscere agli altri SSPC (ASSPC, sono SSPC diversi dalle Cooperative Storiche e dai Consorzi Storici) la qualifica di SEU, SESEU, Altro Autoproduttore (AA) o Sistemi con Linea Diretta (SLD);
 - b) le modalità di erogazione del servizio di connessione alla rete di distribuzione o alla rete di trasmissione nazionale di un ASSPC;
 - c) le modalità di erogazione del servizio di misura dell’energia elettrica prodotta, dell’energia elettrica immessa nella rete pubblica e dell’energia elettrica prelevata dalla medesima rete;
 - d) i profili contrattuali per l’accesso ai servizi di sistema (contratti per i servizi di dispacciamento, di trasporto, ritiro dedicato, scambio sul posto e i contratti funzionali all’erogazione degli incentivi previsti dalla legislazione vigente). In particolare, sono stati rappresentati i casi delle configurazioni contrattuali tra cliente finale e produttore consentite, riassumibili come segue:
 - il cliente finale e il produttore coincidono (Configurazione 1);
 - il cliente finale e il produttore non coincidono e regolano, nell’ambito di un contratto privato, la sola energia elettrica prodotta e istantaneamente consumata, lasciando che ciascuno di essi gestisca gli aspetti commerciali e l’accesso al sistema elettrico dell’energia elettrica di propria competenza (Configurazione 2a);
 - il cliente finale e il produttore non coincidono e scelgono che sia solo il cliente finale ad operare ai fini della gestione dei contratti per l’accesso al sistema elettrico (Configurazione 2b);
 - il cliente finale e il produttore non coincidono e scelgono che sia solo il produttore ad operare ai fini della gestione dei contratti per l’accesso al sistema elettrico, anche se il cliente finale rimane titolare del punto di connessione (Configurazione 2c);
 - il cliente finale e il produttore non coincidono ed entrambi scelgono di delegare a un unico soggetto, diverso da essi, la gestione di tutti i contratti per l’accesso al sistema elettrico, anche se il cliente finale rimane titolare del punto di connessione (Configurazione 2d);
 - e) le modalità di applicazione delle componenti tariffarie relative ai servizi di trasmissione e distribuzione (ivi inclusi gli oneri generali di sistema) e dei corrispettivi di dispacciamento, differenziando tra il caso dei SEU e dei SESEU e il caso degli altri ASSPC;
 - f) le modalità di erogazione dei regimi di vendita, dell’erogazione dei servizi di maggior tutela e di salvaguardia al cliente finale facente parte di un ASSPC;
 - g) le esigenze relative ai flussi informativi e agli obblighi di fatturazione connessi con la fornitura di energia elettrica nel caso di cliente finale facente parte di un ASSPC;
 - h) le modalità di regolazione dei servizi di dispacciamento e trasporto nel caso di morosità del cliente finale ricompreso in un ASSPC;

- i) le modalità di gestione degli ASSPC nel caso in cui siano caratterizzati dalla presenza di più punti di connessione alla rete pubblica;
- j) le tempistiche di applicazione delle disposizioni presentate nel medesimo documento per la consultazione 209/2013/R/eel, differenziando tra gli aspetti procedurali e i corrispettivi di trasporto e dispacciamento applicati all'energia elettrica prelevata dalla rete e consumata all'interno degli ASSPC;
- con riferimento alla precedente lettera a):
 - la maggior parte dei soggetti interessati ha manifestato l'esigenza di razionalizzare e semplificare il più possibile la procedura affinché ogni ASSPC ottenga la relativa qualifica, riducendo al minimo indispensabile gli adempimenti necessari;
 - diversi soggetti interessati hanno segnalato che la procedura indicata per la qualifica presso il Gestore dei Servizi Energetici – GSE S.p.A. (di seguito: GSE) appare complessa e con tempistiche contingentate per gli ASSPC esistenti; pertanto ogni intervento regolatorio dovrebbe essere introdotto con congruo anticipo rispetto all'inizio della relativa applicazione;
 - altri soggetti interessati propongono, al fine di razionalizzare e semplificare il processo di qualifica, che la medesima si possa ottenere tramite autocertificazione da parte del soggetto richiedente, ferme restando verifiche successive tramite controlli a campione, ovvero, in subordine, che siano definiti tempi massimi per il rilascio della qualifica da parte del GSE, decorsi i quali la richiesta di qualifica si intenda accolta per silenzio assenso;
 - Terna S.p.A. (di seguito: Terna) ha evidenziato che le modalità di qualifica indicate nel documento per la consultazione 209/2013/R/eel possono presentare criticità derivanti dal coinvolgimento di soggetti diversi in funzione della tipologia di ASSPC (cioè il GSE nel caso di SEU e SESEU; il gestore di rete nel caso di ASSPC diversi dai SEU e dai SESEU);
 - il GSE ha evidenziato che:
 - i. nel caso di impianti ibridi o cogenerativi ad alto rendimento sarebbe più efficace e funzionale introdurre dei criteri che possano garantire maggiore stabilità alla qualifica delle diverse tipologie di ASSPC;
 - ii. sarebbe opportuno specificare che la richiesta di qualifica venga trasmessa dal richiedente al medesimo GSE esclusivamente a seguito dell'entrata in esercizio dell'ASSPC, al fine di evitare valutazioni sulle configurazioni "a progetto". Ciò poiché le valutazioni effettuate sulla base dei progetti non danno nessuna garanzia in merito alle realizzazioni effettive;
 - iii. risulterebbe particolarmente oneroso per i gestori di rete e per il medesimo GSE la trasmissione e la gestione dei dati di misura dell'energia elettrica prodotta, immessa e prelevata al fine di stimare l'entità economica del beneficio ottenuto per effetto dell'esenzione dal pagamento dei corrispettivi tariffari di trasmissione, di distribuzione, di dispacciamento e degli oneri generali di sistema; il medesimo risultato potrebbe essere soddisfatto anche sulla base di stime trasmesse dai richiedenti al GSE;
- con riferimento alla precedente lettera b):
 - alcuni soggetti interessati hanno segnalato che, al fine di monitorare l'evoluzione nel tempo delle configurazioni degli ASSPC, ogni modifica all'ASSPC debba essere preceduta da una richiesta di modifica di connessione

- esistente (valutata quindi dal gestore di rete), anche nel caso in cui non comporti variazioni di potenza disponibile in prelievo e/o in immissione;
- alcuni soggetti interessati hanno apprezzato l'indicazione dell'Autorità secondo cui il regolamento di esercizio sia sottoscritto dai tre soggetti interessati (produttore, cliente finale e gestore di rete) e il produttore sia il responsabile della gestione della connessione; Terna invece propone, in alternativa, che il regolamento di esercizio sia sottoscritto solo dal titolare del punto di connessione alla rete pubblica;
 - con riferimento alla precedente lettera c):
 - i gestori di rete hanno segnalato che, qualora fossero necessari più misuratori, il corrispettivo di misura dovrebbe essere applicato per tutti i misuratori installati e non, come indicato nel documento per la consultazione 209/2013/R/eel, una sola volta per ogni ASSPC. Ciò poiché i costi dell'attività di misura dipendono dal numero di misuratori gestiti e non dalla configurazione impiantistica;
 - Enel Distribuzione ha evidenziato che:
 - i. nel caso degli impianti di potenza fino a 1 MW, direttamente connessi alla rete pubblica o facenti parte di un SEU o di un SESEU, la responsabilità dell'installazione dei misuratori debba essere assegnata al gestore di rete, indipendentemente dal livello di tensione della rete pubblica a cui saranno connessi;
 - ii. nel caso di ASSPC diversi dai SEU e dai SESEU, di nuova realizzazione o esistenti, la responsabilità dell'installazione dei misuratori e della rilevazione delle misure necessarie ai fini della determinazione dell'energia elettrica prodotta e dei consumi interni all'ASSPC debba essere sempre attribuita al gestore di rete, indipendentemente dalla potenza dell'impianto di produzione di energia elettrica e dal livello di tensione del punto di connessione alla rete pubblica. Ciò al fine di garantire la corretta fatturazione del trasporto e del dispacciamento a ciascuna unità di consumo presente nell'ASSPC;
 - con riferimento alla precedente lettera d):
 - la maggior parte dei soggetti interessati ha ritenuto preferibile che l'Autorità non regoli i rapporti commerciali tra produttore e cliente finale facenti parte del medesimo ASSPC in relazione all'energia elettrica prodotta e autoconsumata in sito;
 - la maggior parte dei soggetti interessati concorda con le possibili configurazioni contrattuali tra cliente finale e produttore consentite e descritte nel documento per la consultazione 209/2013/R/eel;
 - alcuni soggetti interessati richiedono che si possa accedere al regime di scambio sul posto anche nel caso della Configurazione 2c (cioè nel caso in cui il produttore gestisce tutti i rapporti commerciali, ivi inclusi quelli relativi ai prelievi di energia elettrica consumata dal proprio cliente);
 - Enel ritiene che, nel caso in cui il cliente finale e il produttore non coincidono, si debba consentire solo la Configurazione 2c, escludendo quindi tutte le altre configurazioni; ciò poiché, secondo Enel, tale configurazione sarebbe l'unica che garantisce una piena tutela del cliente finale dal punto di vista fiscale. Inoltre, Enel evidenzia che la Configurazione 2c risulta essere, di fatto, l'unica configurazione attualmente presente, nel caso in cui il cliente finale e il produttore non coincidono, per gli ASSPC connessi alle proprie reti;

- alcuni soggetti interessati ritengono opportuno che, nel caso della Configurazione 2c, il produttore sia considerato come un vero e proprio venditore di energia elettrica al dettaglio e che, al fine di evitare contenziosi futuri, l’Autorità definisca gli obblighi informativi e regolatori in capo al produttore/venditore e le responsabilità nelle quali incorrerebbero i venditori terzi che stipulino il contratto di fornitura con il produttore medesimo;
- con riferimento alla precedente lettera e):
 - alcuni soggetti interessati, pur ritenendo che il documento per la consultazione 183/2013/R/eel e il documento per la consultazione 209/2013/R/eel siano correttamente inquadrati rispetto alla normativa primaria vigente, non condividono il fatto che i sistemi diversi da SEU, SESEU e RIU siano sottoposti alla corresponsione delle componenti tariffarie per la remunerazione dei servizi di rete anche sull’energia elettrica autoconsumata che non utilizza la rete elettrica;
 - alcuni soggetti interessati evidenziano l’opportunità di estendere le agevolazioni tariffarie previste per i SEU anche a sistemi che presentano due produttori distinti, uno dei quali coincidente con il cliente finale;
 - alcuni soggetti interessati evidenziano la necessità di ammettere la presenza di più clienti finali per ogni SEU;
- con riferimento alla precedente lettera f), alcuni soggetti interessati condividono il fatto che il cliente finale, nel caso in cui deleghi il produttore ad acquistare l’energia elettrica prelevata, sia da considerarsi cliente finale nel mercato libero e che, come tale, non usufruisca dei servizi di maggior tutela e di salvaguardia;
- con riferimento alla precedente lettera g), tutti i soggetti interessati hanno evidenziato la necessità di avviare un tavolo di lavoro per l’implementazione dei flussi informativi per la corretta condivisione delle informazioni relative agli ASSPC;
- con riferimento alla precedente lettera h), con particolare riferimento al fenomeno della c.d. morosità da parte del cliente finale:
 - alcuni soggetti interessati ritengono opportuno che il produttore possa connettere l’impianto di produzione di energia elettrica alla rete elettrica per il tramite di un nuovo punto di connessione, pur garantendo la separazione circuitale tra l’impianto di produzione di energia elettrica e l’impianto di consumo. È stata evidenziata, in questo caso, la necessità di definire apposite condizioni per l’erogazione del servizio di connessione degli impianti di produzione di energia elettrica;
 - altri soggetti interessati, invece, ritengono che il produttore non debba poter connettere l’impianto di produzione di energia elettrica alla rete elettrica per il tramite di un nuovo punto di connessione, soprattutto perché ritengono che il cliente finale e il produttore debbano comunque considerarsi come un’unica realtà non divisibile: pertanto i casi di morosità dovrebbero essere gestiti sulla base di accordi tra le parti;
- con riferimento alla precedente lettera i):
 - i principali gestori di rete ritengono che non debbano esistere ASSPC con più punti di connessione alla rete pubblica (fatta eccezione per i punti di prelievo di emergenza); in più non condividono gli orientamenti dell’Autorità per la complessità gestionale che ne deriverebbe, richiedendo che la regolazione del servizio di trasporto sia applicata per ogni distinto punto di connessione alla

- rete pubblica, indipendentemente dalla presenza di continuità circuitale interna, e che non si debbano riportare tutti i dati di misura dei singoli punti di connessione al punto di connessione principale;
- i rimanenti soggetti interessati condividono gli orientamenti dell’Autorità, evidenziando, comunque, l’esigenza di prevedere un’opportuna procedura per la trasmissione dei dati di misura nel caso in cui gli ASSPC siano connessi a reti pubbliche di gestori di rete diversi;
 - con riferimento alla precedente lettera j), diversi soggetti interessati hanno evidenziato, fermi restando i benefici tariffari previsti per i SEU e i SESEU, che le disposizioni indicate nel documento per la consultazione 209/2013/R/eel non possono trovare piena attuazione dall’1 gennaio 2014, essendo necessarie diverse attività ai fini della corretta implementazione (predisposizione e/o adeguamento del portale GSE, interventi tecnici richiesti dal GSE ai fini della qualifica di cogenerazione ad alto rendimento, tempistiche di adeguamento per l’attivazione della telelettura dei misuratori, ecc.);
 - numerosi soggetti interessati hanno richiesto che l’Autorità, a valle del processo di consultazione avviato con il documento per la consultazione 209/2013/R/eel, consulti lo schema di provvedimento, pur ritenendo urgente l’approvazione del provvedimento finale.

CONSIDERATO CHE:

- diversi soggetti interessati hanno focalizzato i propri commenti sugli aspetti normativi, di carattere generale, individuati come critici dall’Autorità, limitandosi ad un contributo minimale, o in alcuni casi nullo, in merito alle tematiche specifiche della regolazione degli ASSPC contenute nel documento per la consultazione 209/2013/R/eel e oggetto di consultazione; tali commenti non trovano seguiti né riscontri nel presente provvedimento che viene implementato sulla base delle normative vigenti, pur in presenza delle criticità più volte segnalate;
- l’Autorità, parallelamente alla consultazione, ha presentato gli elementi essenziali oggetto del presente provvedimento all’Agenzia delle Dogane, con particolare riferimento alle modalità con cui il cliente finale e il produttore, potenzialmente diversi, presenti all’interno di un unico sistema semplice di produzione e consumo possono accedere ai servizi di sistema; ciò con l’obiettivo di evitare che le configurazioni possibili dal punto di vista regolatorio incontrino criticità applicative o incompatibilità dal punto di vista fiscale come segnalato da alcuni soggetti nel corso della consultazione;
- i valori unitari delle componenti tariffarie, ivi incluse quelle a copertura degli oneri generali di sistema, vengono definiti e aggiornati dall’Autorità con propri separati provvedimenti tenendo conto dell’evoluzione del sistema elettrico; e che, pertanto, rimane impregiudicato il potere dell’Autorità in tema di rimodulazione complessiva dei predetti valori unitari, anche in relazione all’incidenza media della parte degli oneri coperta tramite quote variabili e della parte degli oneri coperta tramite quote fisse;
- le componenti tariffarie, ivi incluse quelle a copertura degli oneri generali di sistema, sono differenziate per tipologia di utenza, secondo criteri che variano da componente a componente;
- il sistema elettrico nazionale nel suo complesso, le tipologie di consumo e di produzione nonché le relative normative hanno subito notevoli evoluzioni

nell'ultimo decennio, tali da rendere necessaria una valutazione in merito alla opportunità di rivedere la ripartizione dell'onere tra le diverse categorie di utenza, nonché in merito alla rimodulazione complessiva dei valori unitari delle tariffe a copertura dei predetti oneri, anche in relazione all'incidenza media della parte degli oneri coperta tramite quote variabili e della parte degli oneri coperta tramite quote fisse, tenendo conto dei diversi sistemi e delle relative modalità di prelievo.

RITENUTO OPPORTUNO:

- completare la regolazione dei sistemi semplici di produzione e consumo, dando attuazione a quanto previsto dal decreto legislativo 115/08 e dalla legge 99/09, rinviando ad un successivo provvedimento la regolazione dei sistemi di distribuzione chiusi (ivi incluse le Reti Interne d'Utenza); non procedere attraverso un'ulteriore consultazione, come richiesto da alcuni soggetti interessati, in quanto appaiono già disponibili tutti gli elementi necessari per la definizione del presente provvedimento;
- fare riferimento, ai fini della regolazione dei sistemi semplici di produzione e consumo, al produttore e al cliente finale anziché ai titolari delle unità di produzione e di consumo poiché tutta la regolazione del sistema elettrico è rivolta ai soggetti che producono, consumano ed erogano il pubblico servizio, indipendentemente dalle titolarità degli asset;
- definire, sulla base della normativa primaria vigente, i sistemi semplici di produzione e consumo ammissibili che, in quanto tali, possono essere connessi alla rete pubblica indipendentemente dal trattamento tariffario spettante;
- dare separata evidenza agli autoproduttori non dotati di rete propria, qui denominati Altri Autoproduttori (AA), in quanto, pur rientrando nella definizione di autoproduttori di cui al decreto legislativo 79/99, non sono oggetto del presente provvedimento;
- dare separata evidenza alle cooperative storiche dotate di rete propria in quanto, pur rientrando nella definizione di autoproduttori di cui al decreto legislativo 79/99, sono già oggetto di regolazione ai sensi del TICOOP, prevedendone il monitoraggio tramite la costituzione di un apposito registro;
- estendere ai consorzi storici, che rientrano nella definizione di autoproduttori di cui al decreto legislativo 79/99 al pari delle cooperative storiche, la medesima regolazione già definita per le cooperative storiche nel TICOOP, con l'unica eccezione delle componenti tariffarie per le quali non sono previste deroghe esplicite nelle normative vigenti, prevedendone il monitoraggio tramite la costituzione di un apposito registro;
- definire gli altri sistemi semplici di produzione e consumo (ASSPC) come i sistemi consentiti dalle normative vigenti e diversi dalle cooperative storiche e dai consorzi storici;
- prevedere che gli ASSPC di cui al precedente alinea siano costituiti dai sistemi efficienti di utenza (SEU), come definiti dal decreto legislativo 115/08, dai sistemi esistenti equivalenti ai sistemi efficienti di utenza (SESEU, chiamati SESEU nel documento per la consultazione 183/2013/R/eel e nel documento per la consultazione 209/2013/R/eel), definiti sulla base di quanto previsto dal decreto legislativo 115/08, dai sistemi di autoproduzione diversi dalle cooperative storiche e dai consorzi storici (ASAP) e da eventuali altri sistemi esistenti (ASE) che, pur non rientrando in specifiche definizioni, sono stati realizzati e connessi alla rete

pubblica prima dell'entrata in vigore del presente provvedimento (questi ultimi sistemi erano chiamati sistemi con linea diretta o SLD nel documento per la consultazione 183/2013/R/eel e nel documento per la consultazione 209/2013/R/eel);

- dettagliare alcuni aspetti contenuti nella definizione di SEU e, in particolare, specificare che:
 - la “potenza non superiore a 20 MWe e complessivamente installata sullo stesso sito” debba intendersi come la potenza complessiva degli impianti di produzione di energia elettrica lì presenti, purché tutti alimentati da fonti rinnovabili ovvero in assetto cogenerativo ad alto rendimento e gestiti dal medesimo produttore;
 - l’“impianto per il consumo di un solo cliente finale” debba intendersi come l’unità di consumo di un solo cliente finale (persona fisica o giuridica), a sua volta definita come l’insieme di impianti per il consumo di energia elettrica connessi ad una rete pubblica, anche per il tramite di reti o linee elettriche private, tali che il prelievo complessivo di energia elettrica relativo al predetto insieme sia utilizzato per un singolo impiego o finalità produttiva;
 - l’“area di proprietà o nella piena disponibilità del medesimo cliente” debba intendersi come l’area, senza soluzione di continuità, al netto di strade, strade ferrate, corsi d’acqua e laghi, di proprietà o nella piena disponibilità del medesimo cliente e da questi, in parte, messa a disposizione del produttore o dei proprietari dei relativi impianti di produzione;
- dare attuazione alle disposizioni di cui al decreto legislativo 115/08 nelle parti in cui demandano all’Autorità l’eventuale estensione dell’insieme dei sistemi esistenti equivalenti ai sistemi efficienti di utenza (SESEU) ammessi a beneficiare del trattamento tariffario previsto per i SEU, al fine di prevedere meccanismi di salvaguardia per le realizzazioni avviate in data antecedente alla data di entrata in vigore del medesimo decreto; ciò poiché, storicamente, le tariffe di trasmissione e di distribuzione, nonché gli oneri generali di sistema sono sempre stati applicati alla sola energia elettrica prelevata dalla rete pubblica anziché all’energia elettrica consumata;
- definire, pertanto, diverse tipologie di SESEU, al fine di attribuire ad essi diverse modalità di accesso ai benefici tariffari previsti dal decreto legislativo 115/08 e, in particolare:
 - i SESEU-A, intesi come i sistemi esistenti (nel senso specificato dal medesimo decreto legislativo 115/08) caratterizzati dalla presenza di un unico soggetto giuridico che, al tempo stesso, assume la qualifica di cliente finale e di produttore. Tali sistemi costituiscono l’insieme minimo dei SESEU previsto dal decreto legislativo 115/08 e non richiedono la potenza massima di 20 MW né la presenza esclusiva di impianti alimentati da fonti rinnovabili o cogenerativi ad alto rendimento ;
 - i SESEU-B, intesi come i sistemi esistenti (nel senso specificato dal medesimo decreto legislativo 115/08) che rispettano i requisiti di SEU, nonché i SESEU-C che, a partire dal 2016, per effetto di quanto nel seguito esplicitato vengono riclassificati, a fini tariffari, come SESEU-B;
 - i SESEU-C, intesi come i sistemi esistenti (nel senso specificato dal medesimo decreto legislativo 115/08) e già in esercizio all’1 gennaio 2014;
- prevedere che la qualifica di SESEU-C, che consente di usufruire del trattamento previsto per i SEU, sia consentita fino al 31 dicembre 2015 (cioè fino al termine

dell'attuale periodo regolatorio) al fine di salvaguardare investimenti effettuati prima dell'entrata in vigore del decreto legislativo 115/08 nell'ipotesi che le tariffe di trasmissione e di distribuzione, nonché gli oneri generali di sistema trovassero applicazione alla sola energia elettrica prelevata dalla rete pubblica anziché all'energia elettrica consumata; prevedere, altresì, che i SEESEU-C possano essere successivamente annoverati tra i SEESEU-B, continuando quindi ad usufruire dei benefici previsti per i SEU anche dopo il 31 dicembre 2015, qualora si riconducano, entro il 31 luglio 2015, a sistemi con un solo cliente finale e un solo produttore e qualora presentino esclusivamente impianti alimentati da fonti rinnovabili o cogenerativi ad alto rendimento;

- prevedere che, ai fini dell'applicazione delle componenti tariffarie, rientrino tra i SEESEU-C anche i consorzi storici dotati di rete propria, esclusivamente in relazione all'attività di trasporto e fornitura di energia elettrica per i propri clienti soci diretti;
- accogliere, quindi, con le modalità di cui ai precedenti alinea, alcune osservazioni pervenute in consultazione secondo cui è necessario disporre di un po' di tempo per riallineare le configurazioni dei sistemi alle disposizioni normative vigenti;
- definire una scala di priorità per l'attribuzione della qualifica spettante ad un sistema semplice di produzione e consumo poiché ogni sistema potrebbe rientrare in più di una tipologia; definire tale priorità in modo da assegnare a ciascun sistema semplice di produzione e consumo la qualifica che, tra quelle spettanti, comporta il massimo beneficio possibile;
- prevedere che le qualifiche da cui derivano benefici tariffari (cioè SEU e SEESEU) siano riconosciute dal GSE il quale, oltre a rivestire caratteri di terzietà rispetto al cliente/produttore e al gestore di rete interessati, risulta il soggetto che può svolgere tale compito nel modo più efficiente e meno oneroso per il sistema: infatti il GSE già dispone dei dati di buona parte degli impianti che rientrano in siffatte configurazioni, essendo questi ultimi alimentati da fonti rinnovabili o cogenerativi ad alto rendimento;
- definire le modalità con cui vengono richieste ed attribuite le diverse possibili qualifiche per i sistemi semplici di produzione e consumo, affinché siano il più possibile rapide e poco dispendiose tenendo conto in tal senso di numerose osservazioni pervenute durante la consultazione; prevedere, in particolare, che:
 - i sistemi esistenti che usufruiscono del servizio di scambio sul posto siano automaticamente classificati dal GSE come SEESEU-B; ciò viene effettuato per semplicità, essendo sistemi caratterizzati da impianti di potenza fino a 200 kW per lo più realizzati da clienti domestici o piccole imprese e che già presentano uno stretto legame tra cliente e produttore (qualora diversi) proprio per effetto dello scambio sul posto;
 - in tutti gli altri casi, il cliente finale e il produttore presentino al GSE una dichiarazione sostitutiva di atto notorio congiunta relativa al rispetto dei requisiti per l'ottenimento della qualifica richiesta;
 - il GSE utilizzi i dati già disponibili nel sistema GAUDÌ e sui propri sistemi al fine di evitare la richiesta di nuovi dati oltre che conseguenti disallineamenti tra i diversi sistemi;
 - il GSE non rilasci pareri preliminari, antecedenti al riconoscimento della qualifica, in quanto appare come inutile aggravio amministrativo.

RITENUTO OPPORTUNO:

- definire le modalità con cui le deliberazioni già vigenti dell’Autorità in materia di erogazione del pubblico servizio trovano applicazione ai sistemi semplici di produzione e consumo, senza tuttavia prevedere deroghe e benefici aggiuntivi rispetto a quelli riconosciuti dalla normativa primaria;
- definire, tra l’altro:
 - a) le modalità con cui trova applicazione la regolazione delle connessioni e della misura estendendo ai sistemi semplici di produzione e consumo la disciplina già vigente con particolare attenzione al caso in cui a monte di un unico punto di connessione si trovino un cliente finale e un produttore tra loro diversi;
 - b) le modalità con cui il cliente finale e il produttore, potenzialmente diversi, presenti all’interno di un unico sistema semplice di produzione e consumo possono accedere ai servizi di sistema, con l’obiettivo di consentire, per flessibilità, il maggior numero di configurazioni possibili compatibilmente con le normative vigenti;
 - c) le modalità con cui trova applicazione la regolazione vigente nei casi di sistemi semplici di produzione e consumo caratterizzati dalla presenza di più di un punto di connessione alla rete pubblica;
 - d) le modalità con cui si applicano le tariffe di trasmissione, di distribuzione e gli oneri generali di sistema per le diverse tipologie di sistemi semplici di produzione e consumo, dando attuazione alle leggi vigenti qualora prevedano benefici tariffari;
 - e) le modalità con cui un produttore diverso dal cliente finale può immettere direttamente la propria produzione di energia elettrica nei casi di morosità del cliente finale;
- specificare, in relazione alla lettera a):
 - i necessari flussi informativi che coinvolgano anche il GSE sia in sede di prima connessione, sia in sede di eventuale modifica di una connessione esistente da cui potrebbe derivare una modifica della qualifica del sistema semplice di produzione e consumo, prevedendo anche opportune modifiche al TICA;
 - le disposizioni da applicarsi per i sistemi semplici di produzione e consumo diversi dai SEU e dai SESEU, per i quali è necessaria la misura dell’energia elettrica prodotta al fine della determinazione, tramite appositi algoritmi, dell’energia elettrica consumata a cui applicare gli oneri generali di sistema, rinviando l’analisi delle osservazioni pervenute in relazione alla generale applicazione della regolazione della misura proprio poiché di carattere generale e non afferenti alle sole specificità di cui al presente provvedimento;
- descrivere, in relazione alla lettera b), i diversi profili contrattuali ammissibili per l’accesso ai servizi di trasporto, dispacciamento e vendita dell’energia elettrica immessa e prelevata per un ASSPC, prevedendo, tra l’altro, che:
 - il produttore, nel caso in cui si approvvigioni dell’energia elettrica integrativa necessaria per il consumo del cliente finale, sia considerato a tutti gli effetti come una società di vendita al dettaglio e, come tale, sia soggetto all’applicazione della regolazione dell’Autorità in materia di qualità commerciale del servizio di vendita al dettaglio;
 - il produttore non possa accedere al servizio di scambio sul posto proprio perché, nel momento in cui si approvvigiona dell’energia elettrica integrativa necessaria

- per il consumo del cliente finale diventa un venditore operante sul libero mercato;
- il cliente finale avente diritto alla maggior tutela possa usufruire di tale servizio solo nel caso in cui si approvvigioni direttamente dell'energia elettrica necessaria e integrativa a quella prodotta in sito. In tutti gli altri casi, infatti, il cliente finale ha dato mandato ad un soggetto terzo (il produttore) per l'acquisto dell'energia elettrica prelevata dalla rete elettrica e, di conseguenza, ha scelto di operare sul libero mercato;
 - la regolazione vigente relativa allo scambio sul posto sia modificata al fine di rimuovere il vincolo dell'unicità tra l'utente dello scambio e il soggetto responsabile ai fini degli incentivi. In tal modo, infatti, il cliente finale può acquistare e vendere direttamente l'energia elettrica prelevata e immessa dalla/nella rete elettrica usufruendo dello scambio sul posto, pur in presenza di un produttore terzo che continua a percepire gli incentivi spettanti;
 - le osservazioni presentate da alcuni soggetti e finalizzate a limitare i diversi profili contrattuali ammissibili per l'accesso ai servizi di trasporto, dispacciamento e vendita dell'energia elettrica immessa e prelevata per un ASSPC, non siano accolte proprio perché contrastanti con l'esigenza di flessibilità indicata dall'Autorità;
 - definire, in relazione alla lettera c), le modalità secondo le quali l'energia elettrica scambiata con la rete elettrica viene riportata al punto di connessione principale, riconducendo, cioè, la configurazione complessa caratterizzata dalla presenza di più punti di connessione con la rete elettrica ad una configurazione semplice caratterizzata dalla presenza di un solo punto di connessione virtuale con la rete elettrica; raccomandare, altresì, che tali configurazioni complesse non rappresentino la normalità, limitandosi a realtà già esistenti che devono poter essere gestite senza errori o alterazioni nei bilanci elettrici ed economici del sistema elettrico o a casistiche nelle quali eventuali diverse soluzioni sarebbero del tutto inefficienti per il sistema elettrico;
 - prevedere, in relazione alla lettera d), che:
 - nel caso dei SEESEU-A, dei SEESEU-B, dei SEESEU-C (fino, in quest'ultimo caso, al 31 dicembre 2015) e dei SEU, le tariffe di trasmissione, di distribuzione e gli oneri generali di sistema trovino applicazione in relazione alle caratteristiche del punto di connessione alla rete elettrica e all'energia elettrica prelevata attraverso tale punto;
 - nel caso dei sistemi diversi dai SEU e dai SEESEU, le tariffe di trasmissione e di distribuzione trovino applicazione in relazione alle caratteristiche del punto di connessione alla rete elettrica e all'energia elettrica prelevata attraverso tale punto, mentre gli oneri generali di sistema trovino applicazione in relazione alle caratteristiche del punto di connessione alla rete elettrica e all'energia elettrica consumata all'interno del sistema. Ciò al fine di evitare disallineamenti tra la quantità di energia elettrica a cui si applicano le tariffe di trasporto e quella a cui si applicano i corrispettivi di dispacciamento (che è l'energia elettrica prelevata);
 - siano quindi accolte le richieste di alcuni operatori in merito all'applicazione delle tariffe di trasmissione e di distribuzione all'energia elettrica prelevata, anziché a quella consumata, poiché tali tariffe hanno la finalità di coprire i costi relativi alla disponibilità della rete pubblica (per quanto riguarda le componenti fisse) e all'utilizzo della medesima rete (per quanto riguarda le componenti

- variabili). Tale disposizione appare comunque coerente con il dettato dell'articolo 33, comma 5, della legge 99/09, secondo cui i corrispettivi tariffari di trasmissione e di distribuzione [...] sono determinati facendo esclusivo riferimento al consumo di energia elettrica dei clienti finali o a parametri relativi al punto di connessione dei medesimi clienti finali;
- nel caso dei sistemi diversi dai SEU e dai SEESEU, le imprese distributrici e le società di vendita continuano ad applicare le tariffe e gli oneri generali di sistema all'energia elettrica prelevata, evitando di modificare i sistemi e i flussi informativi già attualmente esistenti; e che la differenza derivante dall'applicazione degli oneri generali di sistema sull'energia elettrica consumata, anziché prelevata, sia erogata direttamente a Cassa Conguaglio per il settore elettrico, come già attualmente avviene in relazione all'aliquota di cui all'articolo 4, comma 1-*bis*, della legge 368/03, come aggiornata dall'Autorità (equivalente della componente MCT in relazione all'energia elettrica autoconsumata in sito);
 - accogliere, pertanto, quanto richiesto da alcune imprese distributrici e dalle società di vendita in merito all'esigenza di non alterare i flussi informativi attualmente esistenti; ciò anche attesa l'esigua numerosità di configurazioni non rientranti tra i SEU né tra i SEESEU che non dovrebbe rendere difficoltosa l'interfaccia diretta con Cassa Conguaglio per il settore elettrico;
 - non sia necessario organizzare lunghi e complessi tavoli di lavoro che coinvolgano le imprese distributrici e le società di vendita proprio poiché, sulla base di quanto evidenziato nei precedenti alinea, gli attuali flussi informativi che li riguardano non verrebbero alterati;
- prevedere, in relazione alla lettera e), che i produttori possano chiedere ai gestori di rete un secondo punto di connessione da utilizzarsi per immettere l'energia elettrica prodotta dall'impianto nel caso di morosità del cliente finale, accogliendo quindi alcune richieste emerse durante la consultazione; e che sia predisposto e attivato un sistema atto ad impedire che il cliente finale moroso possa essere rialimentato anche a seguito del persistere della condizione di morosità, nonché l'interconnessione circuitale tra i due punti di connessione contestualmente presenti;
 - prevedere che, nel caso di SEU caratterizzati dalla presenza di impianti cogenerativi ad alto rendimento, i benefici tariffari siano concessi qualora l'energia elettrica qualificabile come cogenerativa sia almeno pari al 50% dell'energia elettrica complessivamente prodotta; e che tale requisito sia verificato sulla base dei dati a consuntivo dell'anno solare precedente e, per il primo anno di esercizio in acconto, sulla base dei dati di progetto;
 - prevedere che, nel caso di SEESEU-B caratterizzati dalla presenza di impianti cogenerativi ad alto rendimento, i benefici tariffari siano concessi qualora l'energia elettrica qualificabile come cogenerativa sia almeno pari al 50% dell'energia elettrica complessivamente prodotta; e che tale requisito sia verificato sulla base dei dati di progetto fino alla fine del 2015 e, successivamente, sulla base dei dati a consuntivo dell'anno solare precedente come avviene nel caso dei SEU;
 - definire opportune tempistiche per la modifica e l'implementazione dei sistemi informatici necessari per il rilascio delle qualifiche e, in generale, per l'applicazione del presente provvedimento, affinché la piena applicazione sia consentita a decorrere dall'1 gennaio 2015;

- prevedere che, in caso di interventi di rifacimento, ricostruzione o potenziamento, i SEESEU mantengano la loro qualifica a condizione che non si superi il massimo fra i 20 MW e il valore della potenza complessiva degli impianti di produzione esistenti (nel senso specificato dal medesimo decreto legislativo 115/08) e che la parte oggetto di intervento sia (o diventi a seguito dell'intervento) alimentata da fonti rinnovabili o cogenerativa ad alto rendimento;
- prevedere di definire con successivo provvedimento le modalità con cui saranno effettuate le verifiche sugli ASSPC qualificati SEU o SEESEU, anche per il tramite di sopralluoghi a campione, nonché gli effetti conseguenti ad un eventuale esito negativo delle medesime;
- dare mandato al Direttore della Direzione Infrastrutture, d'intesa con il Direttore della Direzione Mercati, di istruire l'avvio di un procedimento per ridefinire la ripartizione degli oneri tra le diverse categorie di utenza nonché per la rimodulazione complessiva dei valori unitari delle tariffe a copertura dei predetti oneri, anche in relazione all'incidenza media della parte degli oneri coperta tramite quote variabili e della parte degli oneri coperta tramite quote fisse, tenendo conto dei diversi sistemi e delle relative modalità di prelievo e fermi restando i principi generali di *cost reflectivity* delle tariffe;
- approvare l'Allegato A al presente provvedimento recante la regolazione dei sistemi semplici di produzione e consumo sulla base degli elementi sopra richiamati;
- modificare e integrare il TICOOP, il TICA, il TISP, la deliberazione 90/07 e la deliberazione ARG/elt 181/10 al fine di allinearle alle nuove disposizioni di cui al presente provvedimento, sulla base degli elementi sopra richiamati

DELIBERA

1. E' approvato il "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per la regolazione dei sistemi semplici di produzione e consumo", Allegato A al presente provvedimento, che ne costituisce parte integrante e sostanziale.
2. Il Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per la regolamentazione delle Cooperative Elettriche – TICOOP è aggiornato nei seguenti punti:
 - all'articolo 1, comma 1.2:
 - dopo la definizione di "**TIC**", è aggiunta la seguente definizione: "
 - **TISSPC**: è l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 12 dicembre 2013, 578/2013/R/eel;";
 - dopo la definizione di "**periodo rilevante**", è aggiunta la seguente definizione: "
 - **rete con obbligo di messa a disposizione**: è una rete elettrica gestita da un soggetto che non è titolare di una concessione di distribuzione o di trasmissione in relazione al territorio in cui la predetta rete sorge e che deve essere obbligatoriamente messa a disposizione del gestore di rete concessionario in quel territorio, affinché possa ottemperare agli obblighi connessi con l'erogazione del servizio pubblico di distribuzione o trasmissione.";

- all'articolo 2, comma 2.2, lettera a), le parole “TIT e dall'Allegato A alle deliberazioni 292/06 e 88/07”, sono sostituite dalle seguenti “ dal TIT e dal TIME, dall'Allegato A alla deliberazione 292/06 e dalla deliberazione 88/07 e relativi allegati”;
 - all'articolo 2, comma 2.2, la lettera j), è sostituita con la seguente: “
 - j) incentivi per la produzione di energia elettrica tramite impianti da fonti rinnovabili o cogenerazione ad alto rendimento di cui ai decreti legislativi n. 79/99, n. 387/03, n. 20/07, n. 28/11, nonché alle leggi n. 239/04, n. 222/07 e n. 244/07;”;
 - all'articolo 13, comma 13.2, le parole “connessione di terzi” sono sostituite con le seguenti parole: “messa a disposizione”;
 - dopo l'articolo 26, comma 26.2, sono aggiunti i seguenti commi: “
 - 26.3 Una nuova cooperativa non può disporre di una propria rete di trasporto di energia elettrica per la fornitura di energia elettrica dei propri soci. Tale attività, infatti si configurerebbe come attività di distribuzione e pertanto non può essere svolta se non in presenza di una concessione per lo svolgimento del servizio pubblico di distribuzione rilasciata ai sensi dell'articolo 9 del decreto legislativo 79/99.
 - 26.4 Ai fini delle disposizioni regolate dal TIU, l'attività di produzione di energia elettrica svolta da una nuova cooperativa per la fornitura ai propri soci non è assimilabile alla produzione dell'energia elettrica effettuata da autoproduttori di cui all'articolo 2, comma 2, del decreto legislativo 79/99.”
3. Il TICA è aggiornato nei seguenti punti:
- all'articolo 1, comma 1.1, dopo le parole “le definizioni di cui al Testo Integrato Trasporto,”, sono aggiunte le seguenti: “le definizioni di cui al Testo Integrato dei Sistemi Semplici di produzione e Consumo (TISSPC),”;
 - all'articolo 1, comma 1.1, la lettera ii) è sostituita con la seguente: “
 - ii) **richiesta di connessione** è una richiesta di nuova connessione o una richiesta di adeguamento di una connessione esistente, conseguente alla realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica o alla modifica di elementi inerenti impianti di produzione esistenti o della connessione stessa. Essa si può configurare come:
 - 1. **richiesta di nuova connessione:** richiesta avente ad oggetto la realizzazione di un nuovo punto di connessione alla rete elettrica;
 - 2. **richiesta di adeguamento di una connessione esistente:** adeguamento di una connessione esistente finalizzata a modificare la potenza in immissione ed eventualmente quella in prelievo o altri parametri elettrici inerenti il punto di connessione o l'impianto di produzione;”;
 - all'articolo 1, comma 1.1, dopo la lettera ss), sono aggiunte le seguenti: “
 - tt) **dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà:** l'attestazione resa in conformità alle disposizioni dell'articolo 47 del Decreto del Presidente

della repubblica 28 dicembre 2000, n. 445/00 e sue successive modificazioni ed integrazioni;

- uu) **produttore di energia elettrica o produttore:** persona fisica o giuridica che produce energia elettrica indipendentemente dalla proprietà dell'impianto. Egli è l'intestatario dell'officina elettrica di produzione, ove prevista dalla normativa vigente, nonché l'intestatario delle autorizzazioni alla realizzazione e all'esercizio dell'impianto di produzione.”;
- all'articolo 1, comma 1.2, dopo la lettera z), è aggiunta la seguente: “
 - aa) **TISSPC** è il Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità per la regolazione dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo, Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 12 dicembre 2013, 578/2013/R/eel.”;
- all'articolo 3, comma 3.2, dopo la lettera o), è aggiunta la seguente: “
 - p) le informazioni relative a:
 - quali siano le configurazioni ammissibili nei casi in cui si vogliano connettere alla rete, tramite lo stesso punto, impianti di produzione e impianti di consumo. A tal fine il gestore di rete deve evidenziare quali sono i requisiti minimi che il sistema deve possedere per rientrare in ciascuna delle categorie in cui è classificabile un ASSPC ai sensi del TISSPC;
 - quali siano i benefici tariffari previsti dalla legge per i SEU e i SEESEU, nonché le modalità per richiederne l'applicazione, evidenziando che i predetti benefici verranno applicati solo a seguito del rilascio da parte del GSE della relativa qualifica.”;
- all'articolo 6, comma 6.3, lettera o), dopo le parole “punti di misura appartengono.” sono aggiunte le seguenti: “Lo schema unifilare, redatto ai sensi delle Norme CEI deve evidenziare, se presenti, gli ulteriori punti di connessione con altre reti, il relativo livello di tensione e POD, nonché l'eventuale presenza di dispositivi che impediscono di mettere in parallelo, anche transitoriamente, le reti su cui insistono i predetti punti, nonché il punto di connessione oggetto di adeguamento;”;
- all'articolo 6, comma 6.3, dopo la lettera x), è aggiunta la seguente: “
 - y) nei soli casi in cui si voglia realizzare un ASSPC o si vogliano apportare modifiche alla connessione di un SSPC:
 1. le informazioni necessarie ad identificare chi sia il cliente finale a cui dovrà essere intestata la titolarità della connessione ed il relativo POD;
 2. la tipologia di ASSPC che si vuole realizzare, sulla base delle definizioni di ASSPC di cui al TISSPC o la tipologia di SSPC oggetto della richiesta di modifica della connessione esistente.”;
- all'articolo 7, comma 7.3, lettera c), dopo le parole “sul punto di connessione” sono aggiunte le seguenti: “, nonché le altre opere di competenza del richiedente strettamente necessarie ai fini della corretta installazione delle apparecchiature di misura dell'energia elettrica prodotta;”;
- all'articolo 7, dopo il comma 7.8, è aggiunto il seguente: “

7.8bis Entro 5 (cinque) giorni lavorativi dalla data di ricevimento della comunicazione di accettazione del preventivo di cui al comma 7.6, il gestore di rete registra nel sistema GAUDÌ, secondo le modalità definite da Terna, i dati anagrafici relativi al punto di connessione oggetto della richiesta di connessione, il relativo POD, il codice di rintracciabilità della pratica di connessione, il valore della potenza disponibile in immissione e in prelievo al termine del processo di connessione, entrambi espressi in kW, l'indicazione sulla tipologia di punto di connessione (immissione pura o di immissione e prelievo) e nel caso di punto di immissione e prelievo, la tipologia di SSPC dichiarata in fase di richiesta di connessione.”;

- all'articolo 10, il comma 10.6 è sostituito con i seguenti: “

10.6 Il richiedente, una volta conclusi i lavori di realizzazione dell'impianto di produzione, invia al gestore di rete:

 - a) la comunicazione di ultimazione dei lavori, evidenziando che i lavori di realizzazione dell'impianto di produzione sono stati ultimati entro le tempistiche previste dall'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio, ivi incluse eventuali proroghe concesse dall'ente autorizzante, corredata dalla eventuale documentazione tecnica prevista dalle MCC del gestore di rete. Tale comunicazione deve essere effettuata con dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà e, in caso di controllo, deve essere eventualmente verificabile sulla base di idonea documentazione;
 - b) nei soli casi in cui sia necessaria l'installazione e manutenzione delle apparecchiature di misura dell'energia elettrica prodotta, ai sensi della deliberazione 88/07, la comunicazione attestante che le opere di cui al comma 7.3, lettera c), necessarie alla corretta installazione delle apparecchiature di misura dell'energia elettrica prodotta sono state ultimate;
 - c) nei casi in cui i prelievi di energia elettrica non siano destinati esclusivamente all'alimentazione dei servizi ausiliari dell'impianto di produzione, una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà, firmata sia dal futuro produttore che dal futuro cliente finale in cui si attesti in quale tipologia di ASSPC rientra la configurazione impiantistica che sussisterà a valle del punto di connessione a seguito del completamento del procedimento di connessione;
 - d) nei casi di cui alla lettera c), una comunicazione in merito alla volontà di acquisire la qualifica di SEU previa istanza al GSE, qualora ne ricorrano le circostanze.

10.6bis Il gestore di rete, entro 5 (cinque) giorni lavorativi dal ricevimento della documentazione completa di cui al comma 10.6, verificata la completezza della predetta documentazione, comunica al sistema GAUDÌ la data di ultimazione dei lavori dell'impianto di produzione, come rilevata dalla dichiarazione sostitutiva di cui al comma 10.6. Qualora la documentazione di cui al comma 10.6 risulti incompleta, con le medesime tempistiche il gestore di rete procede ad inviare una richiesta di integrazione al richiedente.”;

- all'articolo 10, il comma 10.8 è sostituito con il seguente: “
10.8 Il gestore di rete attiva la connessione entro 10 (dieci) giorni lavorativi a decorrere dall'ultima tra:
 - la data di attivazione su GAUDÌ dello stato di “UP Abilitata ai fini dell'Attivazione e dell'Esercizio” e “Impianto Abilitato ai fini dell'Attivazione e dell'Esercizio” di cui al comma 10.10 e
 - la data di ricevimento dei documenti necessari all'attivazione della connessione in prelievo, trasmessi dalla società di vendita, nei soli casi diversi da quelli di cui al comma 10.11.
A tali fini, il gestore di rete comunica tempestivamente al richiedente la disponibilità all'attivazione della connessione, indicando alcune possibili date. Il documento relativo alla disponibilità all'attivazione della connessione viene trasmesso secondo modalità che consentano l'immediato ricevimento (fax, posta elettronica certificata, portale informatico qualora disponibile).”;
- all'articolo 10, alla fine del comma 10.9, sono aggiunte le seguenti parole: “Entro 10 (dieci) giorni lavorativi dalla data di ricevimento del regolamento di esercizio, verificata la completezza delle informazioni, il gestore di rete provvede a segnalare su GAUDÌ l'avvenuta sottoscrizione del regolamento di esercizio. In particolare, nel caso di ASSPC, il regolamento di esercizio deve essere sottoscritto sia dal produttore che dal cliente finale presenti nell'ASSPC.”;
- all'articolo 10, comma 10.10, dopo le parole “10.6” sono aggiunte le seguenti: “bis”;
- all'articolo 10, i commi 10.11 e 10.12 sono sostituiti con i seguenti: “
10.11 Ai fini dell'attivazione della connessione, il richiedente deve aver sottoscritto un contratto per la fornitura dell'energia elettrica prelevata. In assenza di un contratto già siglato, qualora l'energia elettrica prelevata sia unicamente destinata all'alimentazione dei servizi ausiliari dell'impianto di produzione, il gestore di rete provvede ad inserire il punto di prelievo nel contratto di dispacciamento dell' esercente la salvaguardia o la maggior tutela secondo la regolazione vigente e a darne tempestiva comunicazione al medesimo esercente. Decorso 10 (dieci) giorni lavorativi dall'invio di tale informativa, procede comunque all'attivazione della connessione. La predetta informativa deve essere effettuata attraverso un canale di posta elettronica certificata o attraverso un canale di comunicazione che fornisca al medesimo gestore di rete idonea documentazione elettronica attestante l'invio e l'avvenuta consegna. Nel caso in cui l'energia elettrica prelevata non serva solo per l'alimentazione dei servizi ausiliari, ai fini dell'attivazione del contratto di fornitura in prelievo, si applica la regolazione prevista per i clienti finali.
10.12 Entro 5 (cinque) giorni lavorativi dall'attivazione della connessione, il gestore di rete provvede a:

- a) confermare l'entrata in esercizio dell'impianto su GAUDÌ inserendo la data di attivazione della connessione ed entrata in esercizio dell'UP e del relativo impianto;
- b) comunicare al sistema GAUDÌ, secondo le modalità previste da Terna e sulla base della comunicazione di cui al comma 10.6, lettera c), la tipologia di ASSPC associata.

Inoltre, nel solo caso di UP a configurazione semplice, attua quanto previsto dal comma 36bis.4. A seguito dell'inserimento in GAUDÌ della data di attivazione della connessione ed entrata in esercizio dell'UP, nonché, qualora necessario, di quanto previsto dal comma 36bis.4, il sistema GAUDÌ aggiorna lo stato dell'UP e del relativo impianto rispettivamente in "UP Connessa e in Esercizio" e "Impianto Connesso e in Esercizio" e notifica il predetto aggiornamento al richiedente, all'impresa distributrice, a Terna, all'utente del dispacciamento e, qualora necessario, al GSE. Qualora il caricamento dei predetti dati sia incompleto o non avvenga correttamente, il sistema GAUDÌ notifica al gestore di rete l'esito negativo del caricamento e le motivazioni connesse alla mancata conclusione dell'attività di cui al presente comma. Affinché la conferma, da parte del gestore di rete, dell'entrata in esercizio dell'impianto si possa ritenere avvenuta nel rispetto delle tempistiche di cui al presente comma è necessario che il medesimo gestore trasmetta al sistema GAUDÌ, secondo le modalità definite da Terna, tutte le informazioni di cui al presente comma e al comma 36bis.4.”;

- all'articolo 19, dopo il comma 19.9 sono aggiunti i seguenti: “
 - 19.10 Entro 5 (cinque) giorni lavorativi dalla data di ricevimento della comunicazione di accettazione del preventivo di cui al comma 19.6, il gestore di rete registra nel sistema GAUDÌ, secondo le modalità definite da Terna, i dati anagrafici relativi al punto di connessione oggetto della richiesta di connessione, il relativo POD, il codice di rintracciabilità della pratica di connessione, il valore della potenza disponibile in immissione e in prelievo al termine del processo di connessione, entrambi espressi in kW, l'indicazione sulla tipologia di punto di connessione (immissione pura o di immissione e prelievo) e nel caso di punto di immissione e prelievo, la tipologia di SSPC dichiarata in fase di richiesta di connessione.
 - 19.11 Nei casi in cui il gestore di rete responsabile dell'erogazione del servizio di connessione sia Terna, il medesimo, in deroga a quanto previsto al comma 19.10, definisce proprie modalità per il caricamento in GAUDÌ dei dati anagrafici relativi al punto di connessione.”;
- all'articolo 23, il comma 23.3 è sostituito con i seguenti: “
 - 23.3 Il richiedente, una volta conclusi i lavori di realizzazione dell'impianto di produzione, invia al gestore di rete:
 - a) la comunicazione di ultimazione dei lavori, evidenziando che i lavori di realizzazione dell'impianto di produzione sono stati ultimati entro le tempistiche previste dall'autorizzazione alla

costruzione e all'esercizio, ivi incluse eventuali proroghe concesse dall'ente autorizzante corredata dalla eventuale documentazione tecnica prevista dalle MCC del gestore di rete.

Tale comunicazione deve essere effettuata con dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà e, in caso di controllo, deve essere eventualmente verificabile sulla base di idonea documentazione;

- b) nei casi in cui i prelievi di energia elettrica non siano destinati esclusivamente all'alimentazione dei servizi ausiliari dell'impianto di produzione, una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà, firmata sia dal futuro produttore che dal futuro cliente finale in cui si attesti in quale tipologia di ASSPC rientra la configurazione impiantistica che sussisterà a valle del punto di connessione a seguito del completamento del procedimento di connessione;
- c) nei casi di cui alla lettera b), una comunicazione in merito alla volontà di acquisire la qualifica di SEU previa istanza al GSE, qualora ne ricorrano le circostanze.

23.3bis Il gestore di rete, entro 5 (cinque) giorni lavorativi dal ricevimento della documentazione completa di cui al comma 23.3, verificata la completezza della predetta documentazione, comunica al sistema GAUDÌ la data di ultimazione dei lavori dell'impianto di produzione, come rilevata dalla dichiarazione sostitutiva di cui al comma 23.3. Qualora la documentazione di cui al comma 23.3 risulti incompleta, con le medesime tempistiche il gestore di rete procede ad inviare una richiesta di integrazione al richiedente.”;

- all'articolo 23, alla fine del comma 23.5, sono aggiunte le seguenti parole: “In particolare nel caso di ASSPC, il regolamento di esercizio deve essere sottoscritto sia dal produttore che dal cliente finale presenti nell'ASSPC.”;
- all'articolo 23, comma 23.6, dopo le parole “23.3” sono aggiunte le seguenti: “bis”;
- all'articolo 23, il comma 23.8 è sostituito con il seguente: “

23.8 Entro 5 (cinque) giorni lavorativi dall'attivazione della connessione, il gestore di rete provvede a:

- a) confermare l'entrata in esercizio dell'impianto su GAUDÌ inserendo la data di attivazione della connessione ed entrata in esercizio dell'UP e del relativo impianto;
- b) comunicare al sistema GAUDÌ, secondo le modalità previste da Terna e sulla base della comunicazione di cui al comma 23.3, lettera b), la tipologia di ASSPC associata.

A seguito dell'inserimento in GAUDÌ della data di attivazione della connessione ed entrata in esercizio dell'UP, il sistema GAUDÌ provvede ad aggiornare lo stato dell'UP e del relativo impianto rispettivamente in “UP Connessa e in Esercizio” e “Impianto Connesso e in Esercizio” e a notificare il predetto aggiornamento al richiedente, all'impresa distributrice, a Terna, all'utente del dispacciamento e, qualora necessario, al GSE. Qualora il caricamento dei predetti dati sia incompleto o non avvenga correttamente, il

sistema GAUDÌ provvede a notificare al gestore di rete l'esito negativo del caricamento e le motivazioni connesse alla mancata conclusione dell'attività di cui al presente comma. Affinché la conferma, da parte del gestore di rete, dell'entrata in esercizio dell'impianto si possa ritenere avvenuta nel rispetto delle tempistiche di cui al presente comma è necessario che il medesimo gestore trasmetta al sistema GAUDÌ, secondo le modalità definite da Terna, tutte le informazioni di cui al presente comma.”;

- all'articolo 36, comma 36.2, dopo le parole “ARG/elt 124/10,” sono aggiunte le seguenti parole: “nonché dal punto 8. della deliberazione 578/2013/R/eel”;
 - all'articolo 36bis, comma 36bis.1, alla fine della lettera a), sono aggiunte le seguenti parole: “. Qualora sul punto di connessione su cui insiste l'impianto oggetto della richiesta di connessione insistono altri impianti di produzione o di consumo, lo schema unifilare deve riportare l'indicazione di tutte le UP e UC presenti a valle del punto di connessione, nonché la localizzazione delle apparecchiature di misura e degli eventuali ulteriori punti di connessione dei predetti impianti alla rete pubblica;”;
 - all'articolo 36ter, comma 36ter.1, alla fine della lettera a), sono aggiunte le seguenti parole: “. Qualora sul punto di connessione su cui insiste l'impianto oggetto della richiesta di connessione insistono altri impianti di produzione o di consumo, lo schema unifilare deve riportare l'indicazione di tutte le UP e UC presenti a valle del punto di connessione, nonché la localizzazione delle apparecchiature di misura e degli eventuali ulteriori punti di connessione dei predetti impianti alla rete pubblica;”.
4. Il TISP è aggiornato nei seguenti punti:
- all'articolo 2, comma 2.2, le parole “, o a un soggetto mandatario del medesimo cliente finale, che è titolare o ha la disponibilità di” sono sostituite dalle seguenti “che è al tempo stesso produttore di energia elettrica da”;
 - all'articolo 2, comma 2.2, dopo la lettera b), sono aggiunte le seguenti parole “o che ha ricevuto mandato senza rappresentanza da un produttore terzo in relazione ai medesimi impianti.”.
5. L'Allegato A alla deliberazione 90/07 è modificato nei seguenti punti:
- all'articolo 1, comma 1.1, la definizione di “Soggetto Responsabile” è sostituita con la seguente: “
 - **soggetto responsabile** è il soggetto di cui all'articolo 2, comma 1, lettera h), del decreto ministeriale 19 febbraio 2007. Nel caso di impianti che si avvalgono del servizio di scambio sul posto, il soggetto responsabile può non coincidere con l'utente dello scambio, come definito dall'Allegato A alla deliberazione 570/2012/R/efr;”;
 - dopo l'articolo 7, comma 7.1, è aggiunto il seguente: “

7.1bis Ai fini dell'ammissione al premio l'univocità fra il soggetto responsabile di cui al comma 1.1, del presente provvedimento e l'utente dello scambio di cui all'articolo 1, comma 1.1, lettera n), dell'Allegato A alla deliberazione 570/2012/R/efr non costituisce una condizione necessaria.”;

- all'articolo 7, il comma 7.4 è sostituito con il seguente: “
7.4 Qualora il cliente finale titolare del punto di connessione tramite cui l'impianto fotovoltaico è connesso alla rete decida, in relazione al predetto impianto, di non avvalersi ulteriormente del servizio di scambio sul posto, viene meno il diritto per il soggetto responsabile al riconoscimento del premio a decorrere dal giorno successivo a quello di cessazione del contratto di scambio sul posto.”.
6. L'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 181/10 è modificato nei seguenti punti:
- all'articolo 1, comma 1.1 la definizione di “Soggetto Responsabile” è sostituita con la seguente: “
 - **Soggetto Responsabile** è il soggetto di cui all'articolo 2, comma 1, lettera t), del decreto ministeriale 6 agosto 2010. Nel caso di impianti che si avvalgono del servizio di scambio sul posto, il soggetto responsabile può non coincidere con l'utente dello scambio, come definito dall'Allegato A alla deliberazione 570/2012/R/efr;”;
 - dopo l'articolo 10, comma 10.1, è aggiunto il seguente: “
10.1bis Ai fini dell'ammissione al premio l'univocità fra il Soggetto Responsabile di cui al comma 1.1, del presente provvedimento e l'utente dello scambio di cui all'articolo 1, comma 1.1, lettera n), dell'Allegato A alla deliberazione 570/2012/R/efr non costituisce una condizione necessaria.”;
 - all'articolo 10, il comma 10.4 è sostituito con il seguente: “
10.4 Qualora il cliente finale titolare del punto di connessione tramite cui l'impianto fotovoltaico è connesso alla rete decida, in relazione al predetto impianto, di non avvalersi ulteriormente del servizio di scambio sul posto, viene meno il diritto per il Soggetto Responsabile al riconoscimento del premio a decorrere dal giorno successivo a quello di cessazione del contratto di scambio sul posto.”.
7. Il GSE aggiorna le disposizioni in materia di erogazione del servizio di scambio sul posto e le disposizioni in materia di attuazione dei decreti interministeriali 19 febbraio 2007, 6 agosto 2010 e 5 maggio 2011 al fine di tener conto delle modifiche introdotte, con il presente provvedimento, nel TISP nonché nelle deliberazioni 90/07 e ARG/elt 181/10. A tal fine prevede che, a decorrere dall'1 luglio 2014, in occasione del primo rinnovo utile della convenzione per la regolazione dello scambio sul posto sia verificata la coincidenza fra l'utente dello scambio e il cliente finale titolare del punto di connessione tramite cui l'impianto fotovoltaico è connesso alla rete.
8. Ai fini della corretta applicazione di quanto disposto al punto 3. del presente provvedimento, Terna, entro il 31 dicembre 2014, modifica il sistema GAUDÌ prevedendo che, a seguito dell'inserimento da parte del produttore del codice di rintracciabilità e del codice POD ai sensi del comma 36.2 del TICA, il GAUDÌ verifichi la coerenza dei predetti dati con i dati comunicati dal gestore di rete ai sensi dei commi 7.8bis e 19.10 del TICA. Terna prevede altresì che il sistema GAUDÌ, in caso di esito positivo della predetta verifica, permetta di completare la registrazione del produttore, mentre, in caso di esito negativo sospenda la

registrazione evidenziando le cause di incongruenza al produttore e al gestore di rete.

9. Ai fini dell'attuazione di quanto previsto ai punti 3. e 8., i gestori di rete, secondo modalità e tempistiche definite da Terna, procedono ad inviare al sistema GAUDÌ le anagrafiche POD relative a tutti gli impianti di produzione connessi alla propria rete, nonché a garantire il loro tempestivo aggiornamento anche qualora le modifiche alle predette anagrafiche derivino da attività che non impattano direttamente sugli impianti di produzione inseriti in GAUDÌ.
10. I gestori di rete modificano i propri sistemi informatici e i propri portali affinché le nuove disposizioni introdotte nel TICA ai sensi del punto 3. siano pienamente operative dall'1 gennaio 2015, prevedendo modalità transitorie per l'anno 2014 atte a garantire la connessione degli ASSPC.
11. I gestori di rete implementano un sistema informatico che consenta di rendere disponibili ad ogni produttore di energia elettrica, nonché ai clienti finali presenti all'interno di un ASSPC, le misure di propria competenza relative all'energia elettrica immessa e prelevata, all'energia elettrica prodotta e consumata (ove presenti), nonché gli eventuali algoritmi con cui sono determinate. Le predette misure vengono rese disponibili secondo modalità e tempistiche da definire con successivo provvedimento.
12. È istituito presso l'Autorità per l'energia elettrica e il gas il registro delle cooperative storiche e il registro dei consorzi storici. Con successivo provvedimento verranno definite le modalità e le tempistiche per l'iscrizione ai predetti registri e per i successivi aggiornamenti.
13. È dato mandato al Direttore della Direzione Infrastrutture, d'intesa con il Direttore della Direzione Mercati, di istruire l'avvio di un procedimento per ridefinire la ripartizione degli oneri tra le diverse categorie di utenza nonché per la rimodulazione complessiva dei valori unitari delle tariffe a copertura dei predetti oneri, anche in relazione all'incidenza media della parte degli oneri coperta tramite quote variabili e della parte degli oneri coperta tramite quote fisse, tenendo conto dei diversi sistemi e delle relative modalità di prelievo e fermi restando i principi generali di *cost reflectivity* delle tariffe.
14. Il presente provvedimento è pubblicato sul sito internet dell'Autorità www.autorita.energia.it ed entra in vigore l'1 gennaio 2014.

12 dicembre 2013

IL PRESIDENTE
Guido Bortoni