TESTO UNICO RICOGNITIVO
DELLA
PRODUZIONE ELETTRICA

Aggiornato al 6 ottobre 2020

Premessa

In tempi recenti, numerosi interventi di carattere legislativo nazionale e sovranazionale hanno dato sempre più impulso all'attività di produzione di energia elettrica realizzando impianti, specialmente di piccola dimensione, alimentati da fonti rinnovabili e/o di cogenerazione ad alto rendimento. Ciò ha condotto a una condizione di crescente diffusione e incremento dell'attività di produzione di energia elettrica nel territorio, anche in corrispondenza dei siti di consumo. Come conseguenza, un numero sempre crescente di nuovi soggetti si è accostato alla produzione di energia elettrica e, più in generale, al sistema elettrico. Ne deriva una continua necessità di adattare gli schemi regolatori esistenti e, ove necessario, di crearne di nuovi.

A ciò si accompagna una sempre più crescente richiesta informativa da parte dei soggetti interessati. Con questa iniziativa l'Autorità, già da qualche tempo sensibile alle esigenze di semplificazione e di agevolazione nella ricerca delle discipline di settore vigenti, anche attraverso la promozione di testi unici, ha ritenuto opportuno fornire, a tutti i soggetti interessati e, in particolare, agli operatori del settore, una descrizione dei provvedimenti di propria competenza che incidono direttamente sull'attività di produzione di energia elettrica. La redazione di un testo unico di natura ricognitiva si pone come principale obiettivo quello di poter costituire un valido strumento di consultazione e lavoro per quanti si trovino a operare nell'ambito della produzione di energia elettrica, nell'attuale contesto di mercato.

Il documento reca, pertanto, la raccolta delle principali disposizioni adottate dall'Autorità inerenti alla produzione di energia elettrica, con particolare riferimento alle fonti rinnovabili e alla cogenerazione ad alto rendimento. Esso ha finalità puramente ricognitive, non contenendo disposizioni di regolazione innovativa e ha principalmente la finalità di soddisfare esigenze di carattere conoscitivo ed esplicativo più volte rappresentate agli Uffici della Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale dell'Autorità da parte dei numerosi soggetti interessati all'attività produttiva.

La presente raccolta è organizzata per filoni di attività riguardanti le principali fasi della produzione elettrica, dalle connessioni, all'accesso al mercato elettrico, con particolare riferimento alle fonti rinnovabili e alla cogenerazione ad alto rendimento.

Il documento è predisposto dalla Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale dell'Autorità e sarà periodicamente aggiornato dalla medesima Direzione. Eventuali richieste di chiarimento e/o proposte di miglioramento possono essere trasmesse alla predetta Direzione attraverso l'indirizzo e-mail ***info@arera.it****, specificando nell'oggetto il termine "TUP".*

Indice

Capitolo 1 - Introduzione 8

1.1 Produzione di energia elettrica 8

1.2 Impianti alimentati da fonti rinnovabili 9

1.2.1 Definizione di fonti rinnovabili 9

1.2.2 Semplificazioni e incentivi previsti per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili 9

1.3 Impianti cogenerativi ad alto rendimento 11

1.3.1 Definizione di cogenerazione ad alto rendimento 11

1.3.2 Semplificazioni e incentivi previsti per gli impianti cogenerativi ad alto rendimento. 14

1.4 Sistemi di accumulo di energia elettrica 14

1.5 Le iniziative a supporto dei produttori di energia elettrica 17

1.5.1 Definizione di prosumer 17

1.5.2 Meccanismi per trattare i reclami e risolvere le controversie 17

1.5.3 Verifiche ispettive nei confronti dei gestori di rete e dei produttori 21

1.5.4 Testo unico ricognitivo della produzione elettrica 21

1.6 Elenco delle disposizioni regolatorie adottate dall'Autorità in materia di produzione di energia elettrica 23

Capitolo 2 - Connessioni 26

2.1 Principali riferimenti normativi 26

2.2 Riferimenti regolatori 26

2.3 Modalità e condizioni contrattuali per l'erogazione del servizio di connessione (MCC) 27

2.4 Portale informatico finalizzato alla gestione dell'iter di connessione 29

2.5 Richiesta di connessione 29

2.6 Livello di tensione a cui è erogato il servizio di connessione 30

2.7 Disposizioni per la connessione alla rete dei sistemi di accumulo di energia elettrica 31

2.8 Realizzazione delle connessioni in bassa e media tensione 31

2.8.1 Modalità procedurali 31

2.8.2 Condizioni economiche 46

2.8.3 Condizioni tecniche 49

2.8.4 Ulteriori agevolazioni nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili o di cogenerazione ad alto rendimento 51

2.8.5 Impianti fotovoltaici ex decreto ministeriale 19 maggio 2015 e impianti di microcogenerazione ex decreto ministeriale 16 marzo 2017: condizioni procedurali ed economiche 55

2.8.6 Impianti di produzione di potenza inferiore a 800 W: condizioni procedurali 60

2.9 Realizzazione delle connessioni in alta e altissima tensione 63

2.9.1 Modalità procedurali 63

2.9.2 Condizioni economiche 73

2.9.3 Condizioni tecniche 76

2.9.4 Ulteriori agevolazioni nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili o di cogenerazione ad alto rendimento 76

2.10 Validità del preventivo accettato 79

2.11 Abilitazione commerciale dell'impianto di produzione e delle unità di produzione (UP) che lo compongono 80

2.11.1 Elementi per la registrazione e validazione nel sistema GAUDÌ dell'impianto di produzione e delle UP che lo compongono 80

2.11.2 Elementi per l'abilitazione ai fini della misura delle UP a configurazione semplice ... 81

2.11.3 Elementi per l'abilitazione ai fini della misura delle UP a configurazione complessa82
2.11.4 Elementi per l'abilitazione ai fini commerciali delle unità di produzione……..85
2.12 Voltura della pratica di connessione....85
2.13 Definizione delle linee critiche e delle aree critiche....86
2.14 Strumenti finalizzati alla razionalizzazione dello sviluppo delle reti....88
2.14.1 Pubblicazione dei piani di sviluppo delle reti……..88
2.14.2 Attivazione dell'open season……..88
2.14.3 Razionalizzazione dello sviluppo delle reti in capo a Terna……..89
2.14.4 Riassegnazione della capacità di rete che si rende disponibile sulle reti elettriche.....89
2.15 Strumenti finalizzati a superare il problema della saturazione virtuale delle reti elettriche.....90
2.15.1 Prenotazione della capacità di rete per impianti di produzione di potenza nominale fino a 1 MW....90
2.15.2 Prenotazione della capacità di rete per impianti di produzione di potenza nominale superiore a 1 MW al termine o nel corso del procedimento per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'impianto di produzione....90
2.15.3 Applicazione delle disposizioni finalizzate a superare il problema della saturazione virtuale delle reti elettriche alle richieste di connessione in corso....92
2.16 Modalità di coordinamento tra gestori di rete....93
2.16.1 Caso in cui la connessione debba essere effettuata a una rete diversa dalla rete gestita dal gestore di rete a cui è presentata la richiesta di connessione....93
2.16.2 Caso in cui la connessione sia effettuata alla rete gestita dal gestore a cui è presentata la richiesta di connessione ma comporta degli interventi su reti di altri gestori di rete....93
2.17 Casi di decadenza del preventivo....94
2.18 Disposizioni per la tracciatura, nel sistema GAUDÌ, delle pratiche di connessione degli impianti di produzione e delle unità di produzione....95
2.18.1 Modalità di comunicazione della decadenza di una pratica di connessione……..95
2.18.2 Modalità di comunicazione della messa in conservazione di una unità o di un impianto di produzione……..95
2.18.3 Modalità di comunicazione della riattivazione di una unità o di un impianto di produzione……..96
2.18.4 Modalità di comunicazione della dismissione di una unità o di un impianto di produzione……..96
2.19 Ulteriori disposizioni....97

Capitolo 3 - Misura dell'energia elettrica....99
3.1 Misura dell'energia elettrica immessa e prelevata, dell'energia elettrica prodotta e dell'energia elettrica consumata....99
3.1.1 Riferimenti regolatori....99
3.1.2 Cosa si intende per attività di misura elettrica....99
3.1.3 Definizione e individuazione dei punti di misura....100
3.1.4 Responsabilità delle diverse operazioni che compongono l'attività di misura elettrica e relativi corrispettivi tariffari....104
3.1.5 Disposizioni relative alle apparecchiature di misura dell'energia elettrica....107
3.2 Trattamento delle misure dell'energia elettrica immessa....109
3.2.1 Riferimenti regolatori....109
3.2.2 Definizione di potenza disponibile nel punto di connessione....109
3.2.3 Trattamento delle misure dell'energia elettrica su base oraria....109
3.2.4 Trattamento delle misure dell'energia elettrica per fasce....110

3.2.5 Profilazione oraria convenzionale dell'energia elettrica immessa nei punti di immissione non trattati su base oraria 111
3.2.6 Caso in cui siano indisponibili i dati relativi all'energia elettrica immessa 111
3.3 Misura dell'energia elettrica in presenza di sistemi di accumulo 112
3.3.1 Disposizioni per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica in presenza di sistemi di accumulo *112*
3.3.2 Condizioni per l'utilizzo di sistemi di accumulo in presenza di impianti incentivati *113*
3.3.3 Condizioni per l'utilizzo di sistemi di accumulo in presenza di impianti che accedono allo scambio sul posto ovvero al ritiro dedicato ovvero beneficiano dei prezzi minimi garantiti *114*
3.3.4 Condizioni per l'utilizzo di sistemi di accumulo in presenza di impianti di cogenerazione ad alto rendimento *114*

Capitolo 4 - Trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica 115
4.1 Riferimenti regolatori 115
4.2 Cosa si intende per servizio di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica 115
4.3 Contratto per il servizio di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica 115
4.4 Responsabilità del servizio di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica 115
4.5 Regolazione del trasporto dell'energia elettrica prelevata e destinata all'alimentazione dei servizi ausiliari e all'alimentazione esclusiva dei servizi ausiliari e dei sistemi di accumulo 116
4.6 Maggiorazione dell'energia elettrica immessa nelle reti elettriche in bassa e media tensione 116

Capitolo 5 - Dispacciamento dell'energia elettrica 117
5.1 Riferimenti regolatori 117
5.2 Cosa si intende per servizio di dispacciamento 117
5.3 Servizio di dispacciamento e mercato dell'energia elettrica 117
5.4 Unità di produzione rilevanti, non rilevanti e abilitate 118
5.5 Contratto per il servizio di dispacciamento 119
5.6 Utenti del dispacciamento e operatori di mercato 119
5.7 Punti di dispacciamento 119
5.8 Diritti e obblighi dell'utente del dispacciamento 120
5.9 Mercato elettrico 120
5.10 Piattaforma conti energia 121
5.11 Richieste di registrazione dei programmi 121
5.12 Mercato del Giorno Prima (MGP) 121
5.13 Mercato Infragiornaliero (MI) 122
5.14 Mercato dei Prodotti Giornalieri (MPEG) 123
5.15 Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) 124
5.16 Corrispettivi di dispacciamento 124
5.17 Dispacciamento dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete da unità di produzione di cogenerazione ad alto rendimento 125
5.18 Dispacciamento dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili 125
5.19 Servizio di dispacciamento in presenza di sistemi di accumulo 126
5.20 Requisiti tecnici degli impianti di generazione distribuita connessi in bassa e media tensione 128
5.21 La revisione della regolazione del servizio di dispacciamento 130

5.22 Regole per il dispacciamento 131

Capitolo 6 - Modalità di cessione dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete 132
6.1 Ritiro dedicato 132
6.1.1 Riferimenti normativi 132
6.1.2 Riferimenti regolatori 133
6.1.3 Cosa si intende con il termine ritiro dedicato 133
6.1.4 Regolazione del ritiro dedicato 133
6.1.5 Procedura per il ritiro dell'energia elettrica 134
6.1.6 Regolazione economica del ritiro dedicato 134
6.1.7 Regolazione del servizio di dispacciamento in immissione 137
6.1.8 Gestione della convenzione per il ritiro dedicato 138
6.1.9 Obblighi procedurali per i produttori 138
6.1.10 Applicazione del ritiro dedicato 139
6.2 Scambio sul posto 140
6.2.1 Riferimenti normativi 140
6.2.2 Riferimenti regolatori 141
6.2.3 Cosa si intende con il termine scambio sul posto 141
6.2.4 Chi può accedere allo scambio sul posto e chi lo eroga 141
6.2.5 Procedure per lo scambio sul posto 143
6.2.6 Struttura della disciplina dello scambio sul posto e la sua integrazione nel mercato elettrico 144
6.2.7 Modalità di calcolo del contributo in conto scambio erogato dal GSE all'utente dello scambio 145
6.2.8 Disposizioni in merito al limite massimo previsto per i termini CU_{Sf}^{ogs} e $CU_{Sf,m}^{ogs}$ nel caso di impianti di potenza superiore a 20 kW a decorrere dall'anno 2014 147
6.2.9 Regolazione economica del servizio di scambio sul posto 148
6.2.10 Scambio sul posto per Comuni con popolazione fino a 20.000 residenti e per il Ministero della Difesa 149

Capitolo 7 - Sistemi Semplici di Produzione e Consumo 151
7.1 Riferimenti regolatori 151
7.2 I Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC) 151
7.3 Corretta identificazione degli Altri Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (ASSPC) 156
7.4 Connessione alla rete con obbligo di connessione di terzi degli Altri Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (ASSPC) 158
7.5 Erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta, immessa e prelevata nel caso degli Altri Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (ASSPC) 160
7.6 Condizioni tariffarie applicate agli Altri Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (ASSPC) 160
7.7 Erogazione del servizio di dispacciamento nel caso degli Altri Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (ASSPC) 162
7.8 Erogazione dei servizi di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali presenti degli Altri Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (ASSPC) 163
7.9 Profili contrattuali per l'accesso ai servizi di trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita dell'energia elettrica immessa e prelevata per gli Altri Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (ASSPC) 163

7.10 Disposizioni in caso di morosità di un cliente finale presente in un Altro Sistema Semplice di Produzione e Consumo (ASSPC) 171
7.11 Attività di verifica relative agli Altri Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (ASSPC) 172

Capitolo 8 - Autoconsumo collettivo e comunità di energia rinnovabile 173
8.1 Riferimenti normativi 173
8.2 Riferimenti regolatori 173
8.3 Servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa 173
8.4 Gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente 174
8.5 Comunità di energia rinnovabile 175
8.6 Procedura per l'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa 176
8.7 Modalità di erogazione del servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa 178
8.8 Obblighi informativi 180
8.9 Ulteriori adempimenti in capo ai referenti e ai produttori 181
8.10 Ulteriori adempimenti in capo al GSE 182

Capitolo 9 - Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili 183
9.1 Il ruolo dell'Autorità con riferimento agli incentivi previsti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili 183
9.1.1 Definizione del prezzo medio di vendita dell'energia elettrica ai fini della definizione del valore di riferimento dei certificati verdi e dei relativi sostituti 183
9.1.2 Definizione delle modalità e delle condizioni economiche per il ritiro, da parte del GSE, dell'energia elettrica ammessa al ritiro a tariffa fissa omnicomprensiva prevista dalla legge n. 244/07 e dal decreto interministeriale 18 dicembre 2008 183
9.1.3 Definizione delle modalità per il ritiro, da parte del GSE, dell'energia elettrica ammessa al ritiro a tariffa fissa omnicomprensiva prevista dai decreti interministeriali 5 maggio 2011, 5 luglio 2012 e 6 luglio 2012 184
9.1.4 Definizione delle modalità per il ritiro, da parte del GSE, dell'energia elettrica ammessa al ritiro a tariffa fissa omnicomprensiva prevista dal decreto interministeriale 23 giugno 2016 186
9.1.5 Definizione delle modalità per il ritiro, da parte del GSE, dell'energia elettrica ammessa al ritiro a tariffa fissa omnicomprensiva prevista dal decreto interministeriale 4 luglio 2019 187
9.1.6 Definizione dei criteri per l'individuazione dei consumi dei servizi ausiliari di centrale e delle perdite di trasformazione e di linea per gli impianti di produzione di energia elettrica che beneficiano degli incentivi previsti dai decreti interministeriali 5 luglio 2012, 6 luglio 2012, 23 giugno 2016 e 4 luglio 2019 189
9.1.7 Definizione della remunerazione dell'energia elettrica e dell'energia termica prodotta da fonti rinnovabili nelle isole minori non interconnesse 190
9.2 Quadro normativo relativo agli incentivi previsti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili 195

Capitolo 1

Introduzione

1.1 Produzione di energia elettrica

In un contesto di libero mercato dell'energia elettrica le varie attività che caratterizzano il settore sono ben distinte tra loro e sono svolte, in regime di concessione o in regime di libero mercato, da soggetti diversi. La produzione di energia elettrica[1] è un'attività liberalizzata che negli ultimi anni è caratterizzata da un notevole sviluppo anche per effetto delle normative recentemente emanate a livello europeo e nazionale finalizzate alla promozione dell'utilizzo delle fonti rinnovabili e del risparmio energetico. In tale contesto nascono numerosi nuovi operatori che iniziano a operare nel libero mercato, nell'ambito della produzione di energia elettrica in Italia.

È necessario che un produttore, prima di accingersi a intraprendere l'attività di produzione e vendita dell'energia elettrica, conosca i numerosi aspetti di carattere normativo e regolatorio che riguardano, direttamente o indirettamente, tale attività. La tabella 1.1 riassume, in estrema sintesi, gli aspetti di carattere normativo e regolatorio che un produttore di energia elettrica deve conoscere, specificando i soggetti che regolano e che erogano ciascun servizio.

		Chi regola il servizio	*Chi eroga il servizio*
	Autorizzazioni	Regioni o Stato (solo per impianti con potenza termica superiore a 300 MWt e impianti eolici off shore)	Regioni, enti locali o Stato (solo per impianti con potenza termica superiore a 300 MWt e impianti eolici off shore)
Accesso ai servizi di sistema	**Connessioni**	Autorità	Gestore di rete (imprese distributrici o Terna)
	Trasporto e Dispacciamento	Autorità	Trasporto: imprese distributrici e Terna Dispacciamento in immissione: Terna
	Misura	Autorità	Gestore di rete (imprese distributrici o Terna)
Cessione o scambio dell'energia	**Cessione dell'energia**	Autorità	Libero mercato o GSE per il ritiro dedicato
	Scambio sul posto (in alternativa alla cessione)	Autorità	Imprese distributrici fino al 31 dicembre 2008, GSE dall'1 gennaio 2009
Incentivi	**Incentivi (ove previsti)**	MSE, MATTM e Autorità ove previsto	GSE

- tabella 1.1 -

In generale, la regolazione definita dall'Autorità non introduce distinzioni tra fonti e tipologie impiantistiche, fatti salvi i casi in cui la normativa primaria prevede esplicitamente agevolazioni. È,

[1] Per un approfondimento relativo ai dati di produzione di energia elettrica in Italia si faccia riferimento ai dati statistici pubblicati annualmente da Terna nel proprio sito internet.

in particolare, il caso delle fonti rinnovabili e/o della cogenerazione ad alto rendimento che, quindi, devono essere opportunamente definite.

1.2 Impianti alimentati da fonti rinnovabili

1.2.1 Definizione di fonti rinnovabili

Le fonti energetiche rinnovabili sono state definite inizialmente nel decreto legislativo n. 387/03, di recepimento della direttiva europea 2001/77/CE, e successivamente nel decreto legislativo n. 28/11, di recepimento della direttiva europea 2009/28/CE. In particolare, ai sensi del decreto legislativo n. 28/11, l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili è l'energia elettrica proveniente da fonti rinnovabili non fossili, vale a dire energia eolica, solare, aerotermica, geotermica, idrotermica e oceanica, idraulica, biomassa, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas.

Più in dettaglio, l'energia aerotermica è l'energia accumulata nell'aria ambiente sotto forma di calore; l'energia geotermica è l'energia immagazzinata sotto forma di calore nella crosta terrestre; l'energia idrotermica è l'energia immagazzinata nelle acque superficiali sotto forma di calore; la biomassa è la frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali), dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, comprese la pesca e l'acquacoltura, gli sfalci e le potature provenienti dal verde pubblico e privato, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani.

Il medesimo decreto definisce come energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili:
- l'energia elettrica prodotta da impianti alimentati esclusivamente da fonti energetiche rinnovabili;
- la produzione imputabile alle fonti rinnovabili (nel caso di centrali ibride),

mentre esclude da tale definizione l'energia elettrica prodotta da sistemi di stoccaggio. Pertanto, ad esempio, nel caso di impianti idroelettrici di pompaggio solo l'energia elettrica attribuibile agli apporti naturali (ove presenti) è da considerare energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili.

1.2.2 Semplificazioni e incentivi previsti per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili

Nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili, le disposizioni normative vigenti prevedono semplificazioni e incentivi, come verrà più dettagliatamente esposto nel seguito. La legislazione vigente a livello nazionale, escludendo iniziative di carattere regionale o locale e agevolazioni fiscali, prevede:
- i certificati verdi correlati all'energia elettrica netta prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2012[2] (si veda il decreto interministeriale 18 dicembre 2008). I certificati verdi, a partire dall'anno 2016, sono stati sostituiti da tariffe incentivanti (*feed in premium*)[3] di importo equivalente;
- tariffe fisse omnicomprensive (*feed in tariff*)[4] per l'energia elettrica immessa in rete da impianti alimentati dalla fonte eolica di potenza fino a 200 kW e da impianti alimentati dalle altre fonti rinnovabili, a eccezione degli impianti alimentati dalla fonte solare, di potenza fino a 1 MW

[2] A eccezione di quanto previsto dall'articolo 30 del decreto interministeriale 6 luglio 2012.

[3] *Feed in premium* significa che l'incentivo, riconosciuto per l'energia elettrica prodotta, non include la vendita dell'energia elettrica che rimane nella disponibilità del produttore.

[4] *Feed in tariff* significa che l'incentivo, riconosciuto per l'energia elettrica immessa in rete, include la vendita dell'energia elettrica che, quindi, non rimane nella disponibilità del produttore. L'energia elettrica immessa in rete è ritirata a un prezzo già inclusivo dell'incentivo.

entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2012 (si veda il decreto interministeriale 18 dicembre 2008);

- tariffe incentivanti per l'energia elettrica immessa in rete da impianti alimentati da fonti rinnovabili, a eccezione degli impianti alimentati dalla fonte solare, entrati in esercizio dal 1 gennaio 2013. Tali tariffe incentivanti trovano applicazione in modalità *feed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 1 MW e in modalità *feed in premium* nel caso degli altri impianti (si veda il decreto interministeriale 6 luglio 2012);
- tariffe incentivanti per l'energia elettrica immessa in rete da impianti alimentati da fonti rinnovabili, a eccezione degli impianti alimentati dalla fonte solare fotovoltaica. Tali tariffe incentivanti trovano applicazione in modalità *feed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 500 kW e in modalità *feed in premium* nel caso degli altri impianti (si veda il decreto interministeriale 23 giugno 2016);
- tariffe incentivanti per l'energia elettrica immessa in rete da impianti alimentati da fonti rinnovabili eolica, idraulica, gas residuati dai processi di depurazione e solare fotovoltaica. Tali tariffe incentivanti trovano applicazione in modalità *feed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 250 kW e in modalità *feed in premium* nel caso degli altri impianti (si veda il decreto interministeriale 4 luglio 2019);
- il sistema in conto energia (*feed in premium*) per l'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici entrati in esercizio fino al 26 agosto 2012 (si vedano i decreti interministeriali 28 luglio 2005, 6 febbraio 2006, 19 febbraio 2007, 6 agosto 2010 e 5 maggio 2011);
- tariffe incentivanti per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti fotovoltaici entrati in esercizio dal 27 agosto 2012. Tali tariffe incentivanti trovano applicazione in modalità *feed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 1 MW e in modalità *feed in premium* nel caso degli altri impianti. È anche previsto un premio per l'energia elettrica netta prodotta e istantaneamente consumata in sito (si veda il decreto interministeriale 5 luglio 2012). Si evidenzia che, ai sensi del decreto interministeriale 5 luglio 2012, gli incentivi previsti per gli impianti fotovoltaici non trovano più applicazione, in ogni caso, decorsi 30 giorni solari dalla data di raggiungimento di un costo indicativo cumulato di 6,7 miliardi di euro l'anno, come comunicata dall'Autorità, sulla base degli elementi forniti dal GSE. Il predetto trentesimo giorno solare è il 6 luglio 2013, come già evidenziato nella deliberazione 250/2013/R/efr;
- remunerazione spettante ai produttori di energia elettrica e termica da fonti rinnovabili nelle isole minori non interconnesse. In particolare, nel caso della produzione di energia elettrica, la remunerazione è di tipo *feed in tariff* per la quota di energia elettrica incentivata effettivamente immessa in rete e di tipo *feed in premium* per la quota di energia elettrica incentivata istantaneamente consumata in sito (si veda il decreto ministeriale 14 febbraio 2017 e la deliberazione dell'Autorità 558/2018/R/efr);
- la precedenza, nell'ambito del dispacciamento, dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili rispetto a quella prodotta da cogenerazione e da fonti convenzionali (si veda l'articolo 11, comma 4, del decreto legislativo n. 79/99);
- semplificazioni e disposizioni particolari in materia di connessioni (si veda l'articolo 14 del decreto legislativo n. 387/03), regolate dall'Autorità;
- il ritiro dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili programmabili di potenza inferiore a 10 MVA e da fonti rinnovabili non programmabili di qualsiasi potenza, in alternativa al libero mercato, secondo principi di semplicità procedurale e applicando condizioni economiche di mercato (si veda l'articolo 13, comma 3, del decreto legislativo n. 387/03), regolato dall'Autorità;
- lo scambio sul posto per impianti di potenza nominale fino a 200 kW (si vedano l'articolo 6 del decreto legislativo n. 387/03 e l'articolo 17 del decreto ministeriale 18 dicembre 2008) e di potenza fino a 500 kW entrati in esercizio dal 1 gennaio 2015 (si veda l'articolo 25-bis del decreto-legge n. 91/14), regolato dall'Autorità;

- semplificazioni procedurali, previste dal decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 19 maggio 2015, per la realizzazione, la connessione e l'esercizio di piccoli impianti fotovoltaici integrati sui tetti degli edifici;
- semplificazioni procedurali, previste dal decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 16 marzo 2017, per la realizzazione, la connessione e l'esercizio di piccoli impianti di microcogenerazione alimentati da fonti rinnovabili.

Le agevolazioni precedentemente richiamate sono definite da leggi o decreti legislativi, in attuazione di direttive europee. A loro volta, le leggi e i decreti legislativi trovano applicazione tramite decreti dei Ministri competenti in materia (Ministro dello Sviluppo Economico, Ministro dell'Ambiente e dalla Tutela del Territorio e del Mare e, in relazione alle biomasse, Ministro delle Politiche Agricole, Alimentari e Forestali). L'Autorità è tipicamente coinvolta nei casi in cui sono previste agevolazioni per l'accesso e l'utilizzo delle reti o per la commercializzazione dell'energia elettrica immessa in rete, ai fini della definizione dell'opportuna regolazione. Da ultimo, le agevolazioni sono applicate dai gestori di rete (nei casi di accesso e utilizzo delle reti) o dal GSE (nel caso di incentivi o commercializzazione).

1.3 Impianti cogenerativi ad alto rendimento

1.3.1 Definizione di cogenerazione ad alto rendimento

Il decreto legislativo n. 79/99 (articolo 2, comma 8) ha definito la cogenerazione come la produzione combinata di energia elettrica e calore che garantisce un significativo risparmio di energia primaria rispetto alla generazione da impianti separati, secondo le modalità definite dall'Autorità.

L'Autorità, con la deliberazione n. 42/02, ha definito le condizioni che una sezione[5] di produzione combinata di energia elettrica e calore deve soddisfare per poter essere definita "cogenerazione".

Successivamente, è stata approvata la direttiva 2004/8/CE, il cui obiettivo è stato quello di accrescere l'efficienza energetica e la sicurezza dell'approvvigionamento creando un quadro per la promozione e lo sviluppo, nel mercato interno, della cosiddetta cogenerazione ad alto rendimento, basata sulla domanda di calore utile[6] e sul risparmio di energia primaria, tenendo conto delle specifiche situazioni nazionali. La direttiva 2004/8/CE intende armonizzare, a livello europeo, la definizione e la qualificazione dei prodotti della cogenerazione. Per raggiungere i suddetti obiettivi, la direttiva medesima introduce due strumenti che nel seguito verranno esaminati:
- la definizione di energia elettrica qualificabile come cogenerativa, a partire dalla domanda di energia termica (o calore) utile;
- la definizione di cogenerazione ad alto rendimento, prevedendo, in particolare, che gli Stati membri riconoscano benefeci solo alla cogenerazione ad alto rendimento, tra cui la "garanzia di origine"[7], riferita solo all'energia elettrica qualificabile come cogenerativa e prodotta da cogenerazione ad alto rendimento.

---

[5] Per sezione di impianto di produzione combinata di energia elettrica e calore si intende ogni modulo in cui può essere scomposto l'impianto di produzione combinata di energia elettrica e calore in modo tale sia in grado di operare anche indipendentemente dalle altre sezioni.

[6] Il "calore utile", secondo la direttiva 2004/8/CE, è il calore prodotto in un processo di cogenerazione per soddisfare una domanda economicamente giustificabile, cioè una domanda non superiore al fabbisogno di calore e che sarebbe altrimenti soddisfatta a condizioni di mercato mediante processi di generazione di energia diversi dalla cogenerazione.

[7] La garanzia d'origine è una sorta di certificato che, riportando tutte le informazioni necessarie, permetta ai produttori di dimostrare che l'energia elettrica da essi venduta è prodotta mediante cogenerazione ad alto rendimento. Una garanzia di origine simile è già riconosciuta attualmente all'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili.

In Italia tale direttiva è stata recepita con il decreto legislativo n 20/07, il quale prevede che, fino al 31 dicembre 2010, la cogenerazione ad alto rendimento sia la cogenerazione rispondente alla definizione di cui all'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99, cioè la cogenerazione che soddisfa i requisiti definiti dall'Autorità con la deliberazione n. 42/02. A decorrere dal 1 gennaio 2011, la cogenerazione ad alto rendimento è definita invece come la cogenerazione che rispetta i requisiti previsti dall'Allegato III alla direttiva 2004/8/CE, ripresi dal decreto legislativo n. 20/07.

Calcolo della quantità di energia elettrica qualificabile come cogenerativa

La direttiva 2004/8/CE muove dalla volontà di promuovere lo sviluppo della cogenerazione basata sulla domanda di calore utile, riconoscendo pertanto che la finalità della cogenerazione è quella di utilizzare l'energia primaria del combustibile in modo ottimale producendo congiuntamente energia elettrica, sfruttando i livelli termici più alti, ed energia termica, sfruttando il calore residuo a più bassa temperatura in modo da soddisfare le vincolanti esigenze termiche.

In particolare, precisa che:

- la produzione di energia elettrica da unità di produzione combinata di energia elettrica e calore con turbina a vapore a contropressione, turbina a gas con recupero termico, motore a combustione interna, microturbine, motori Stirling e celle a combustibile sia da ritenere interamente energia elettrica qualificabile come cogenerativa se dette unità presentano un rendimento di primo principio almeno pari al 75%;
- la produzione di energia elettrica da unità di produzione combinata di energia elettrica e calore a ciclo combinato con recupero di calore e con turbina a vapore con condensazione e spillamento sia da ritenere interamente energia elettrica qualificabile come cogenerativa se dette unità presentano un rendimento di primo principio almeno pari al 80%.

Infatti il rendimento di primo principio, nel basarsi sul primo principio della termodinamica, equipara l'energia elettrica a quella termica, e, pertanto, tende ad assumere valori più elevati nel momento in cui è considerevole il recupero termico.

Se tali unità di produzione combinata di energia elettrica e calore presentano rendimenti di primo principio inferiori alle soglie rispettivamente del 75% e del 80%, l'energia elettrica prodotta è divisa in due frazioni: una qualificabile come cogenerativa e l'altra qualificabile come prodotta in modo convenzionale. La prima frazione, secondo la direttiva 2004/8/CE, si ottiene moltiplicando il calore utile prodotto, al netto della produzione da caldaie ausiliarie, per il rapporto C di massimo recupero termico dell'impianto[8]: ciò significa che la quantità di energia elettrica qualificabile come cogenerativa è la quota parte di energia elettrica che verrebbe prodotta se, a parità di calore utile, l'unità funzionasse nella condizione di massimo recupero termico.

Calcolo dell'indice PES

Per definire la cogenerazione ad alto rendimento, la direttiva 2004/8/CE utilizza un criterio basato sull'indice PES (*Primary Energy Saving*), indice di risparmio di energia primaria concettualmente identico all'indice IRE previsto dall'Allegato A alla deliberazione n. 42/02. In particolare, la cogenerazione ad alto rendimento è quella che soddisfa la seguente relazione:

[8] Si noti che l'indice elettrico C di massimo recupero termico è difficilmente verificabile e individuabile in modo univoco. I valori riportati dalla direttiva 2004/8/CE sono solo valori indicativi e devono essere sostituiti con quelli di ciascun impianto.

$$PES = 1 - \frac{1}{\frac{Ee}{Ec} \cdot \frac{1}{Ref_E\eta} + \frac{Et}{Ec} \cdot \frac{1}{Ref_H\eta}} = 1 - \frac{Ec}{\frac{Ee}{\eta_{es}} + \frac{Et}{\eta_{ts}}} \geq PES_{min}$$

dove:

- *Ec* indica l'energia primaria dei combustibili utilizzati da una unità di produzione combinata di energia elettrica e calore;
- *Ee* indica la produzione di energia elettrica lorda di una unità di produzione combinata di energia elettrica e calore;
- *Et* indica la produzione di energia termica utile di una unità di produzione combinata di energia elettrica e calore;
- PES_{min} = 10% per tutte le unità, a eccezione di quelle di piccola e microcogenerazione (impianti di fino a 1 MW) per le quali è pari allo 0%;
- *Ref_Hη* è il valore di rendimento di riferimento per la produzione separata di calore. Tali valori variano in base alle modalità di utilizzo del calore: ad esempio, sono più elevati nel caso in cui il calore sia ceduto a un fluido vettore rispetto al caso in cui si utilizzino direttamente i gas di scarico (si veda la decisione della Commissione Europea del 21 dicembre 2006, poi sostituita dalla decisione della Commissione Europea del 19 dicembre 2011);
- *Ref_Eη* è il valore di rendimento di riferimento per la produzione separata di elettricità. Tali valori sono differenziati per combustibile e per anno di entrata in esercizio dell'unità; possono inoltre essere corretti per tenere conto delle minori perdite di rete e della temperatura media dello Stato membro.

La direttiva 2004/8/CE prevede che la definizione di cogenerazione ad alto rendimento possa essere applicata in due modi; tra i due, in Italia è stata applicata la definizione secondo cui:

- *Ee/Ec*, ovvero il termine identificato come *CHP Eη* dalla direttiva 2004/8/CE, è definito come il rapporto tra l'energia elettrica qualificabile come cogenerativa (Ee totale è pertanto da sostituire con $E_{CHP} \leq Ee$), e l'energia primaria del combustibile, con esclusivo riferimento alla produzione di energia termica utile e di energia elettrica qualificabile come cogenerativa (Ec totale è pertanto da sostituire con una sua frazione chiamata $F_{CHP} \leq Ec$);
- *Et/Ec*, ovvero il termine identificato come *CHP Hη* dalla direttiva 2004/8/CE, è definito come il rapporto tra l'energia termica utile prodotta al netto delle caldaie ausiliarie (H_{CHP}), e l'energia primaria del combustibile, con esclusivo riferimento alla produzione di energia termica utile e di energia elettrica qualificabile come cogenerativa (Ec totale è pertanto da sostituire con una sua frazione chiamata $F_{CHP} \leq Ec$).

Quindi l'unità reale è divisa in due virtuali:

1. la prima funzionante in assetto pienamente cogenerativo e caratterizzata da:
   - un *indice elettrico C*, chiamato anche C_{eff}. Tale indice elettrico è convenzionalmente posto pari all'indice elettrico che l'unità avrebbe se funzionasse con un rendimento di primo principio pari al 75% (nel caso di turbina a vapore a contropressione, turbina a gas con recupero termico, motore a combustione interna, microturbine, motori Stirling e celle a combustibile) o al 80% (nel caso di ciclo combinato con recupero di calore e con turbina a vapore con condensazione e spillamento)[9];
   - H_{CHP} (energia termica utile al netto delle caldaie ausiliarie);
   - $E_{CHP} = C * H_{CHP}$;
   - F_{CHP} (energia primaria associata a E_{CHP} e H_{CHP}).

   Solo per questa unità virtuale si calcola l'indice PES per verificare che sia cogenerativa ad alto rendimento;

[9] Si vedano, per dettagli, le linee guida per l'applicazione del decreto ministeriale 5 settembre 2011.

2. la seconda funzionante in assetto unicamente elettrico e caratterizzata da:
   - $H_{CHP} = 0$;
   - $Ee_{nonCHP} = Ee - E_{CHP}$;
   - $F_{nonCHP} = Ec - F_{CHP}$ (energia primaria associata a Ee_{nonCHP}).

Se l'unità reale presentasse un rendimento di primo principio pari o superiore al 75% (nel caso di turbina a vapore a contropressione, turbina a gas con recupero termico, motore a combustione interna, microturbine, motori Stirling e celle a combustibile) o al 80% (nel caso di ciclo combinato con recupero di calore e con turbina a vapore con condensazione e spillamento), non sarebbe necessaria la sua suddivisione in due unità virtuali; al fine di verificare che essa sia cogenerativa ad alto rendimento, sarebbe quindi sufficiente calcolare l'indice PES per l'intera unità reale.

I criteri per la definizione di cogenerazione ad alto rendimento sono stati puntualizzati, a livello europeo, con la decisione della Commissione Europea del 19 novembre 2008, recepita in Italia con il decreto ministeriale 4 agosto 2011 e le relative linee guida.

1.3.2 Semplificazioni e incentivi previsti per gli impianti cogenerativi ad alto rendimento

La legislazione vigente (in particolare, il decreto legislativo n. 20/07), oltre a eventuali iniziative di carattere regionale o locale e agevolazioni fiscali, prevede[10]:

- l'esonero dall'obbligo di acquisto dei certificati verdi previsto per i produttori e gli importatori di energia elettrica con produzioni e importazioni annue da fonti non rinnovabili eccedenti i 100 GWh (già previsto dall'articolo 11, comma 2, del decreto legislativo n. 79/99). Tale obbligo, comunque, non trova più applicazione a partire dalle produzioni e importazioni dell'anno 2015;
- la precedenza, nell'ambito del dispacciamento, dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete da impianti di cogenerazione ad alto rendimento rispetto all'energia elettrica prodotta da fonti convenzionali (previsto dall'articolo 6, comma 1, del decreto legislativo n. 20/07);
- i titoli di efficienza energetica (o certificati bianchi) correlati al risparmio di energia primaria (già previsti dall'articolo 9, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99 e dall'articolo 16, comma 4, del decreto legislativo n. 164/00), i cui criteri applicativi, in relazione alla cogenerazione ad alto rendimento, sono definiti, da ultimo, dal decreto ministeriale 5 settembre 2011;
- semplificazioni e disposizioni particolari in materia di connessioni, regolate dall'Autorità;
- ritiro dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti di potenza inferiore a 10 MVA, in alternativa al libero mercato, secondo principi di semplicità procedurale e applicando condizioni economiche di mercato (si vedano l'articolo 13, comma 3, del decreto legislativo n. 387/03 e l'articolo 1, comma 41, della legge n. 239/04), regolato dall'Autorità;
- lo scambio sul posto per impianti di potenza nominale fino a 200 kW (si veda l'articolo 6, comma 6, del decreto legislativo n. 20/07), regolato dall'Autorità;
- semplificazioni procedurali, previste dal decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 16 marzo 2017, per la realizzazione, la connessione e l'esercizio di piccoli impianti di microcogenerazione ad alto rendimento.

1.4 Sistemi di accumulo di energia elettrica

Il sistema di accumulo è stato definito dalla deliberazione 574/2014/R/eel come un insieme di dispositivi, apparecchiature e logiche di gestione e controllo, funzionale ad assorbire e rilasciare

[10] Per poter ottenere le agevolazioni previste per la cogenerazione ad alto rendimento è necessario che l'impianto sia qualificato come cogenerativo ad alto rendimento (si veda al riguardo il sito internet del GSE).

energia elettrica, previsto per funzionare in maniera continuativa in parallelo con la rete con obbligo di connessione di terzi o in grado di comportare un'alterazione dei profili di scambio con la rete elettrica (immissione e/o prelievo). Il sistema di accumulo può essere integrato o meno con un impianto di produzione (se presente). Non rientrano i sistemi utilizzati in condizioni di emergenza che, pertanto, entrano in funzione solo in corrispondenza dell'interruzione dell'alimentazione dalla rete elettrica per cause indipendenti dalla volontà del soggetto che ne ha la disponibilità.

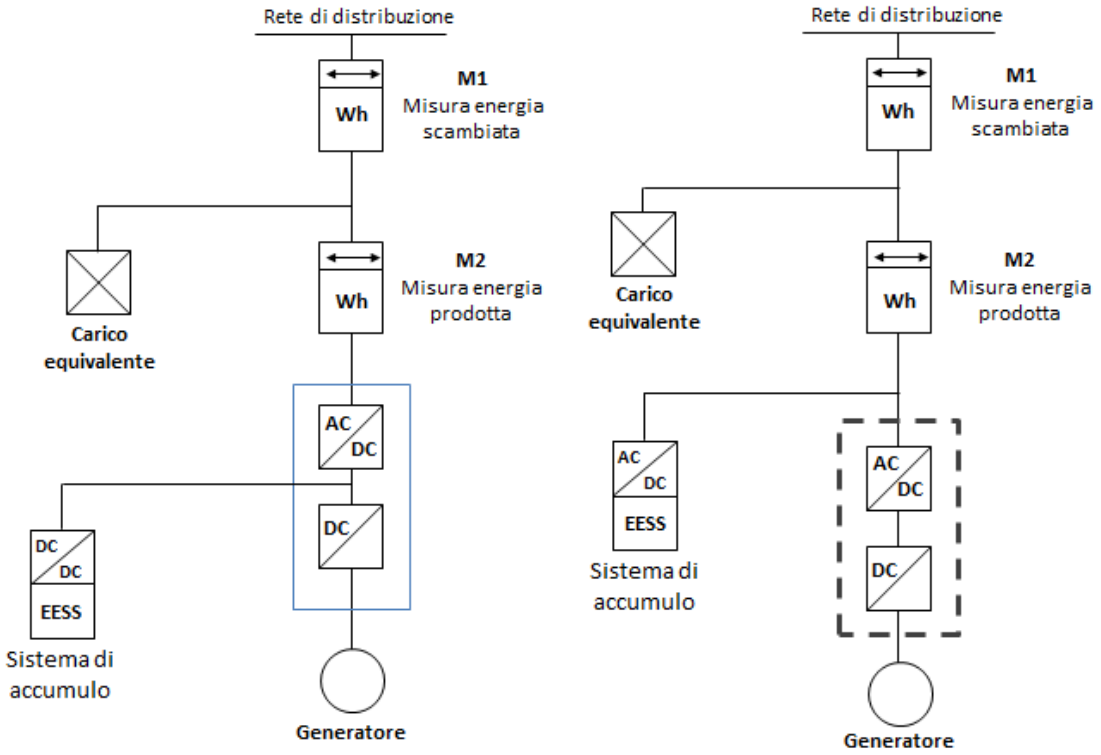
L'Autorità, con la medesima deliberazione 574/2014/R/eel, ha previsto che i sistemi di accumulo, essendo sistemi in grado di prelevare e/o di immettere energia elettrica nella rete, siano trattati come singoli impianti di produzione o come gruppi di generazione che costituiscono un impianto di produzione (se presente un impianto di produzione). La regolazione prevista per i sistemi di accumulo, inoltre, non è differenziata per tecnologia.

Dal punto di vista elettrico, considerando le possibili modalità di carica dei sistemi di accumulo, è possibile distinguere tra:

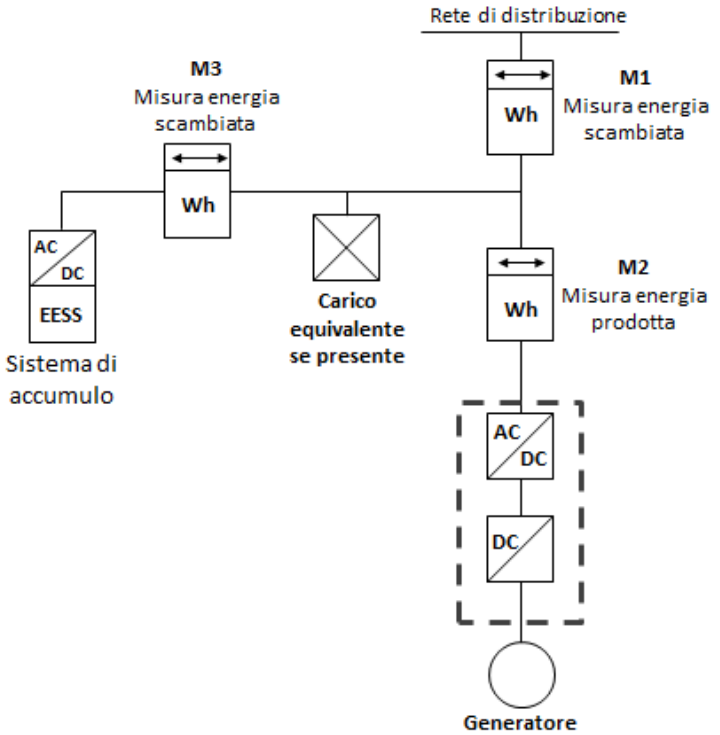
- *sistema di accumulo monodirezionale*, inteso come un sistema di accumulo che può assorbire energia elettrica solo dall'impianto di produzione;
- *sistema di accumulo bidirezionale*, inteso come un sistema di accumulo che può assorbire energia elettrica sia dall'impianto di produzione che dalla rete con obbligo di connessione di terzi.

Considerando la localizzazione del sistema di accumulo nell'impianto elettrico presso l'utenza, è possibile distinguere tra:

- *sistema di accumulo lato produzione* nel caso in cui un sistema di accumulo è installato nella parte di impianto compresa tra l'impianto di produzione e l'apparecchiatura di misura dell'energia elettrica prodotta (o nel circuito elettrico in corrente continua, eventualmente anche integrato nell'inverter, o nel circuito elettrico in corrente alternata), come evidenziato nella figura 1.1;
- *sistema di accumulo post produzione* nel caso in cui un sistema di accumulo è installato nella parte di impianto compresa tra l'apparecchiatura di misura dell'energia elettrica prodotta e l'apparecchiatura di misura dell'energia elettrica prelevata e immessa, come evidenziato nella figura 1.2.



- figura 1.1 -



- figura 1.2 -

1.5 Le iniziative a supporto dei produttori di energia elettrica

1.5.1 Definizione di prosumer

L'Autorità, con la "*Disciplina per la trattazione dei reclami presentati da operatori contro un gestore di un sistema di trasmissione, di trasporto, di stoccaggio, di un sistema GNL o di distribuzione (articolo 44, commi 1 e 2, del d.lgs. 1 giugno 2011, n. 93)*"[11], con il "*Regolamento per lo svolgimento da parte dello Sportello per il consumatore di energia delle attività afferenti al trattamento dei reclami*"[12] e con il "*Regolamento per l'attuazione da parte della società Acquirente Unico delle attività in avvalimento di cui all'articolo 7, comma 6 e all'articolo 44, comma 4 del d.lgs 93/11*"[13], ha definito il "*prosumer*" come il soggetto che è al contempo produttore e cliente finale di energia elettrica.

La definizione di *prosumer* è funzionale all'applicazione delle discipline descritte nel paragrafo 1.5.2.

1.5.2 Meccanismi per trattare i reclami e risolvere le controversie

Dal 1 gennaio 2017 è entrata in vigore la riforma del sistema di tutele dei clienti finali in materia di trattamento dei reclami e risoluzione extragiudiziale delle controversie nei confronti degli operatori dei settori regolati. Il nuovo sistema è strutturato su tre livelli:

- come primo rimedio per la risoluzione di una problematica, il cliente finale deve presentare il reclamo all'operatore;
- se non ottiene risposta o se la risposta non è soddisfacente, il cliente finale per risolvere la controversia può accedere al secondo livello, rappresentato dalla conciliazione (obbligatoria se il cliente vuole poi rivolgersi al giudice, c.d. tentativo obbligatorio di conciliazione) e da procedure speciali per la risoluzione di alcune problematiche più frequenti e standardizzate;
- per i casi in cui la conciliazione abbia avuto esito negativo è possibile accedere al terzo livello, in cui è l'Autorità a decidere sui casi non risolti (attualmente il terzo livello sarà accessibile solo nei casi in cui la mancata partecipazione dell'operatore o del gestore al tentativo obbligatorio di conciliazione abbia comportato la preclusione della possibilità di risolvere la controversia in sede di conciliazione).

Lo Sportello per il consumatore Energia e Ambiente, istituito nel 2009 dall'Autorità e gestito in collaborazione con Acquirente Unico, fornisce informazioni e assistenza ai clienti finali sulla regolazione nei settori dell'energia elettrica, del gas naturale, del sistema idrico (dal 1 gennaio 2018) e dei rifiuti (dal 1 luglio 2018). In particolare, possono rivolgersi allo Sportello per il consumatore Energia e Ambiente tutti i consumatori, domestici e non domestici, e i *prosumer*.

Con riferimento ai settori dell'energia elettrica e del gas naturale, lo Sportello per il consumatore Energia e Ambiente mette a disposizione, attraverso il sito internet www.sportelloperilconsumatore.it, quattro servizi gestiti da risorse esperte:

- il Contact Center (numero verde 800166654) che risponde a quesiti telefonici e scritti sul funzionamento del mercato, sui diritti dei consumatori e utenti nei settori di competenza e sulle modalità di erogazione dei servizi. Il Contact Center inoltre fornisce indicazioni utili per la gestione di eventuali controversie con il proprio fornitore (caratteristiche principali delle diverse procedure disponibili, soggetti a cui rivolgersi, etc.);

[11] Allegato A alla deliberazione 188/2012/E/com.

[12] Allegato A alla deliberazione 286/2014/R/com.

[13] Allegato A alla deliberazione 383/2016/E/com.

- il Servizio Conciliazione Clienti Energia che, attraverso un Portale web e con l'intervento di un conciliatore esperto, aiuta le parti (cliente finale e fornitore) a trovare un accordo senza ovvero prima di ricorrere alle vie giudiziarie;
- il Servizio SMART che permette di ottenere rapidamente informazioni o risolvere controversie su specifiche problematiche quali la mancata erogazione del bonus energia elettrica e gas naturale, la doppia fatturazione, i contratti non richiesti, il corrispettivo di morosità (Cmor), gli indennizzi automatici non erogati dal fornitore e le informazioni su fornitore di energia elettrica e gas naturale;
- il Servizio Segnalazioni a cui inviare segnalazioni scritte su disservizi o criticità rilevate sui servizi ricevuti e ritenute di particolare importanza.

Inoltre, presso lo Sportello per il consumatore Energia e Ambiente è presente il Servizio Help Desk, dedicato alle sole associazioni che rappresentano i clienti domestici e non domestici e che fornisce assistenza qualificata sulla regolazione dei settori elettrico e gas naturale. Il predetto Servizio Help Desk è dedicato esclusivamente agli Sportelli delle Associazioni dei consumatori domestici e non domestici parte di progetti qualificati supportati dall'Autorità.

Per maggiori dettagli relativi all'avvalimento dell'Acquirente Unico ai sensi dell'articolo 7, comma 6, e dell'articolo 44, comma 4, del decreto legislativo n. 93/11 si rimanda all'Allegato A alla deliberazione 383/2016/E/com.

Primo livello: reclamo al soggetto operatore

La deliberazione 413/2016/R/com interviene nel primo livello del sistema di tutele, rafforzandone la centralità e l'efficacia mediante una semplificazione dei processi e una maggiore responsabilizzazione degli operatori coinvolti nella gestione del reclamo, riducendo le tempistiche di tale gestione e garantendo al contempo la qualità e la risolutività delle risposte, al fine di ridurre il numero dei reclami non estinti.

Secondo livello: Servizio Conciliazione e procedure speciali

Se la risposta al reclamo non fosse soddisfacente o addirittura del tutto assente, i clienti finali possono accedere al secondo livello, rappresentato dal Servizio Conciliazione dell'Autorità e, in alternativa, dagli altri organismi inseriti nell'elenco ADR (*Alternative Dispute Resolution*, per i clienti finali domestici) e dalle Camere di commercio aderenti alla convenzione sottoscritta da Autorità e Unioncamere. Con la deliberazione 209/2016/E/com, l'Autorità ha approvato il "*Testo integrato in materia di procedure di risoluzione extragiudiziale delle controversie tra clienti o utenti finali e operatori o gestori nei settori regolati dall'Autorità"* (Testo Integrato Conciliazione – TICO), in attuazione della legge istitutiva dell'Autorità e del Codice del consumo. Esso definisce la procedura per l'esperimento del tentativo obbligatorio di conciliazione presso il Servizio Conciliazione quale condizione di procedibilità per l'azione giudiziale, nonché individua le procedure alternative esperibili.

Possono essere attivate le "procedure speciali", un canale di risoluzione delle controversie applicabile a un limitato numero di fattispecie, ma molto ricorrenti, caratterizzate da un contenuto di informazioni già codificate in apposite banche dati ad accesso diretto da parte dello Sportello per il consumatore Energia e Ambiente. Queste riguardano specifiche tematiche: il bonus sociale, i casi di doppia fatturazione a seguito di *switching*, la mancata erogazione di un indennizzo automatico, i casi di rigetto di un reclamo per contratto contestato ai sensi della deliberazione 228/2017/R/com, i casi legati al Cmor (il corrispettivo richiesto nei casi in cui il cliente finale risulti moroso nei confronti di un precedente venditore). Le procedure speciali dovrebbero consentire di estinguere il problema oggetto della controversia in una sede diversa e più specifica rispetto alla conciliazione.

Per maggiori dettagli relativi al Testo Integrato Conciliazione si rimanda all'Allegato A alla deliberazione 209/2016/E/com.

Terzo livello: intervento dell'Autorità su istanza di parte

Infine, è previsto un terzo livello, che prefigura un intervento dell'Autorità su istanza di parte per dirimere determinate controversie che non hanno trovato soluzione in sede conciliativa.

Dal 1 gennaio 2018 per risolvere un problema con il proprio fornitore di energia elettrica o gas naturale, che non sia già stato risolto con il reclamo all'operatore e con la successiva conciliazione, si avrà a disposizione un'ulteriore possibilità: su richiesta del cliente sarà l'Autorità a decidere la controversia. In particolare, in questa prima fase attuativa, il terzo livello sarà accessibile solo alle controversie non risolte in sede conciliativa a causa della mancata partecipazione dell'operatore o del gestore al tentativo obbligatorio di conciliazione, garantendo, in questa fase di prima attuazione, una ulteriore tutela alternativa ai clienti o utenti finali ai quali, a causa della condotta dell'operatore o del gestore, sia stata preclusa la possibilità di risolvere la controversia in sede di conciliazione.

Nel corso della predetta prima fase attuativa saranno valutate le modalità e le tempistiche di estensione del terzo livello decisorio alle controversie che, accedendo al servizio di conciliazione (secondo livello), si siano concluse con esito, in tutto o in parte, negativo. Tale valutazione verrà svolta analizzando i primi risultati applicativi dello strumento decisorio e i più frequenti casi di mancato raggiungimento dell'accordo conciliativo.

Sempre nel corso della prima fase applicativa, sarà inoltre valutata l'opportunità di introdurre, parallelamente alla progressiva estensione dell'ambito applicativo dello strumento decisorio, filtri di accesso alla procedura giustiziale ovvero altri strumenti selettivi o incentivanti/disincentivanti di natura indennitaria.

Con la deliberazione 639/2017/E/com relativa al funzionamento del terzo livello decisorio, recante "*Approvazione della disciplina della procedura decisoria per la risoluzione delle controversie tra clienti o utenti finali e operatori o gestori nei settori regolati dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico*", si delinea così la struttura del nuovo sistema di tutele per i consumatori per risolvere reclami e controversie partito il 1 gennaio 2017.

Il rinnovato assetto con i tre livelli precedentemente descritti realizza un sistema di tutele completo e organico, per una maggiore efficacia nella gestione dei reclami e delle controversie, con una semplificazione dei meccanismi, per ridurre le tempistiche, i costi e migliorare la qualità delle risposte. Le regole finora approvate si riferiscono ai soli clienti dell'energia elettrica e del gas naturale, domestici e non, inclusi i *prosumer*; con futuri provvedimenti verranno poi estese anche agli altri settori regolati dall'Autorità, coerentemente alle previsioni di legge.

Disciplina per la trattazione dei reclami presentati contro un gestore di rete

L'Autorità, con la deliberazione 188/2012/E/com, ha adottato la "*Disciplina per la trattazione dei reclami presentati da operatori contro un gestore di un sistema di trasmissione, di trasporto, di stoccaggio, di un sistema GNL o di distribuzione (articolo 44, commi 1 e 2, del decreto legislativo n. 93/11)*".

L'Allegato A alla deliberazione 188/2012/E/com disciplina la procedura per la trattazione dei reclami presentati contro un gestore di un sistema di trasmissione, di trasporto, di stoccaggio, di un sistema GNL o di distribuzione per quanto concerne gli obblighi a tali gestori imposti in attuazione delle direttive comunitarie sui mercati interni dell'energia elettrica e del gas naturale.

La procedura di cui alla deliberazione 188/2012/E/com si applica ai *prosumer* per le controversie insorte nei confronti di un gestore di rete. I *prosumer* possono attivare direttamente tale procedura anche senza aver prima esperito, con esito negativo, il tentativo di conciliazione presso il Servizio Conciliazione (secondo livello precedentemente descritto) di cui all'Allegato A alla deliberazione 209/2016/E/com.

La procedura di cui alla deliberazione 188/2012/E/com si applica anche ai casi di risoluzione delle controversie[14] di cui all'articolo 14, comma 2, lettera f-ter), del decreto legislativo n. 387/03, insorte tra produttori e gestori di rete in relazione all'erogazione del servizio di connessione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, non concernenti obblighi imposti in attuazione delle direttive comunitarie.

I produttori e i *prosumer* che intendono avvalersi della procedura di cui alla deliberazione 188/2012/E/com, inizialmente presentano per iscritto il reclamo al gestore di rete interessato che ha l'obbligo di fornire risposta motivata entro 45 giorni dalla data di ricevimento o dall'avviso di ricevimento della predetta comunicazione. Qualora la risposta ottenuta dal gestore di rete non sia ritenuta soddisfacente o, comunque, decorsi almeno 45 giorni dalla presentazione del reclamo al gestore di rete medesimo, il reclamante può rivolgersi all'Autorità entro 30 giorni decorrenti:

- dalla data della ricevuta o dell'avviso di ricevimento della risposta del gestore di rete, ovvero
- dal superamento, senza esito, del richiamato termine di risposta da parte del gestore di rete, ovvero
- dalla data di sottoscrizione del verbale di fallita conciliazione presso il Servizio Conciliazione nel caso in cui il reclamante abbia scelto di seguire tale percorso prima di accedere alla procedura di cui alla deliberazione 188/2012/E/com.

A seguito della ricezione del reclamo, l'Autorità comunica alle parti l'avvio del procedimento. Se il reclamo si riferisce a situazioni che, nelle more della trattazione, possano cagionare danni gravi e irreparabili, il produttore può presentarlo contestualmente al gestore di rete e all'Autorità (senza cioè rivolgersi prima al gestore di rete e solo in seguito all'Autorità) la quale, se ne sussistono i presupposti, può adottare motivati provvedimenti urgenti, di carattere temporaneo.

Il termine di conclusione del procedimento è:

- nei casi di procedure di risoluzione delle controversie di cui all'articolo 14, comma 2, lettera f-ter), del decreto legislativo n. 387/03, di sei mesi;
- in tutti gli altri casi, di due mesi,

e decorre dalla ricezione del reclamo o dalla sua regolarizzazione, fatti salvi i casi in cui sia necessario richiedere ulteriori informazioni alle parti.

La decisione del reclamo è assunta dall'Autorità con propria deliberazione; la decisione di accoglimento del reclamo fissa anche il termine entro il quale il gestore di rete è tenuto a adeguarsi. La mancata ottemperanza del gestore di rete alla decisione entro il termine stabilito costituisce violazione sanzionabile ai sensi dell'articolo 2, comma 20, lettera c), della legge n. 481/95.

Per maggiori dettagli relativi alla Disciplina si rimanda all'Allegato A alla deliberazione 188/2012/E/com.

[14] L'Autorità, con la deliberazione ARG/elt 123/08, aveva adottato il Regolamento per la risoluzione delle controversie che insorgono tra produttori e gestori di rete in relazione all'erogazione del servizio di connessione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili. La deliberazione 188/2012/E/com ha abrogato la deliberazione ARG/elt 123/08 a decorrere dalla data di entrata in vigore della medesima deliberazione 188/2012/E/com (24 maggio 2012).

1.5.3 Verifiche ispettive nei confronti dei gestori di rete e dei produttori

L'Autorità, ai sensi della legge n. 481/95, al fine di garantire la promozione della concorrenza e dell'efficienza nel settore dei servizi di pubblica utilità, controlla lo svolgimento dei servizi con poteri di ispezione, di accesso, di acquisizione della documentazione e delle notizie utili.

Ad esempio, con riferimento all'erogazione del servizio di connessione alla rete elettrica degli impianti di produzione, dall'anno 2011 all'anno 2014 è stato effettuato un programma di verifiche ispettive presso i gestori di rete al fine di valutare, in modo dettagliato, l'operato dei singoli gestori di rete, raccogliendo e analizzando puntualmente una serie di pratiche di connessione scelte a campione presso i gestori medesimi. Tali verifiche ispettive sono state effettuate per mezzo:

- di un controllo procedurale utilizzando una *check-list* da compilare in sede di verifica ispettiva;
- della visione e acquisizione di elementi documentali e informativi, relativi all'iter di connessione;
- dell'estrazione di un campione di pratiche di connessione dal sistema informatico del gestore di rete.

Nel corso delle verifiche ispettive, a titolo di esempio, è stato effettuato il controllo:

- del rispetto delle tempistiche definite per la consegna del preventivo di connessione e della coerenza del contenuto del preventivo con quanto previsto dalla regolazione dell'Autorità;
- del rispetto delle tempistiche definite per l'avvio dell'iter autorizzativo relativo all'impianto di rete per la connessione, nei casi in cui quest'ultimo sia seguito dal gestore di rete;
- del rispetto delle tempistiche definite per l'esecuzione dei lavori per la connessione e per l'attivazione della connessione;
- dell'effettiva erogazione degli indennizzi automatici secondo le modalità previste dalle deliberazioni dell'Autorità vigenti in materia.

Nei casi in cui sono state riscontrate presunte difformità rispetto a quanto previsto dalla regolazione, l'Autorità ha avviato un'istruttoria formale che si potrebbe concludere con:

- ordini di cessazione della condotta lesiva e/o diffide ad adempiere;
- provvedimenti sanzionatori;
- impegni proposti dalla società e accettati dall'Autorità in luogo dell'accertamento della violazione;
- provvedimenti di chiusura del procedimento senza atti successivi (archiviazione).

Dall'anno 2015, l'Autorità ha previsto di effettuare verifiche ispettive anche nei confronti dei produttori di energia elettrica. In particolare, con le deliberazioni 582/2014/E/eel, 242/2016/E/eel, 93/2018/E/eel e 87/2019/E/eel, ha approvato rispettivamente 5, 10, 5 e 6 verifiche ispettive nei confronti di produttori di energia elettrica, in materia di adeguamento degli impianti di produzione di energia elettrica connessi in media tensione.

1.5.4 Testo unico ricognitivo della produzione elettrica

Il Testo unico ricognitivo della produzione elettrica nasce dall'esigenza di diffondere le informazioni relative agli interventi regolatori dell'Autorità, al fine di fornire agli operatori del settore una descrizione dei provvedimenti di competenza che incidono direttamente sull'attività di produzione di energia elettrica. L'obiettivo è che esso possa costituire un valido strumento di lavoro per i sempre più numerosi soggetti che si trovano a operare, in qualità di produttori di energia elettrica, nel presente contesto di mercato.

Il Testo ha finalità puramente compilative e non costituisce uno strumento di regolazione: ha unicamente la finalità di soddisfare esigenze di carattere conoscitivo ed esplicativo. La regolazione ivi riportata è tratta dai relativi provvedimenti che costituiscono lo strumento di regolazione dell'Autorità. Non verranno pertanto descritte le procedure autorizzative che, pur essendo di interesse per gli operatori, non rientrano nelle competenze dell'Autorità.

Il Testo è organizzato per filoni di attività e riguarda, nell'ordine:

- le condizioni tecniche ed economiche per la connessione degli impianti di produzione di energia elettrica e dei sistemi di accumulo (capitolo 2);
- la misura dell'energia elettrica immessa, il trattamento delle misure dell'energia elettrica immessa e la misura dell'energia elettrica prodotta (capitolo 3);
- il trasporto dell'energia elettrica immessa (capitolo 4);
- il dispacciamento dell'energia elettrica immessa (capitolo 5);
- le modalità di cessione dell'energia elettrica immessa con particolare riferimento a quelle alternative al libero mercato (capitolo 6);
- la regolazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nel caso di Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (capitolo 7);
- la regolazione delle partite economiche relative all'energia elettrica condivisa da un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente in edifici e condomini oppure condivisa in una comunità di energia rinnovabile (capitolo 8);
- gli strumenti di incentivazione attualmente disponibili per le fonti rinnovabili (capitolo 9).

La tabella 1.2 correla i capitoli del TUP con le diverse modalità di cessione dell'energia elettrica immessa in rete.

Accesso alla rete e modalità di cessione dell'energia elettrica immessa				
	Modalità di cessione	**Delibere di riferimento**	**Contratti da siglare**	**Capitoli di riferimento TUP**
1	***Libero mercato (partecipazione diretta in Borsa o indiretta tramite trader)***	Deliberazione n. 111/06 (dispacciamento e registrazione contratti di compravendita) Deliberazione 654/2015/R/eel (Allegato A, trasporto)	Dispacciamento in immissione con Terna + Compravendita con la propria controparte (altro operatore di mercato o piattaforma organizzata) + Regolazione trasporto con Terna o impresa distributrice per impianti connessi in MT o BT	**Capitolo 4** (trasporto) e **Capitolo 5** (dispacciamento)
2	***Ritiro dedicato, secondo modalità e condizioni economiche definite dall'Autorità***	Deliberazione n. 280/07	Unica convenzione con il GSE che comprende anche il dispacciamento in immissione e il trasporto dell'energia elettrica immessa	**Capitolo 6, paragrafo 6.1**
3	***Ritiro a tariffa fissa onnicomprensiva, secondo modalità definite dall'Autorità e a condizioni economiche definite per legge ovvero dall'Autorità***	Deliberazione ARG/elt 1/09 Deliberazione 343/2012/R/efr Deliberazione 404/2016/R/efr Deliberazione 558/2018/R/efr Deliberazione 341/2019/R/efr	Unica convenzione con il GSE inclusiva di tutto, compresi gli incentivi	**Capitolo 9** e **Capitolo 6, paragrafo 6.1** Il ritiro a tariffa fissa onnicomprensiva è, di fatto, un ritiro dedicato effettuato dal GSE ad un prezzo amministrato onnicomprensivo ed inclusivo anche dell'incentivo
4	***Scambio sul posto***	Deliberazione 570/2012/R/efr	Contratto di scambio con il GSE relativo all'energia elettrica immessa e allo scambio sul posto	**Capitolo 6, paragrafo 6.2**

- tabella 1.2 -

1.6 Elenco delle disposizioni regolatorie adottate dall'Autorità in materia di produzione di energia elettrica

Le principali disposizioni regolatorie adottate dall'Autorità in materia di produzione di energia elettrica sono elencate nella seguente tabella 1.3: i filoni di attività ivi indicati sono sviluppati, nei termini indicati in premessa, nei capitoli seguenti.

Connessione alle reti elettriche	
Condizioni procedurali ed economiche per richieste di connessione presentate fino al 31 dicembre 2008	
Media, alta e altissima tensione	◆ **Deliberazione n. 281/05** ◆ **Modalità e condizioni contrattuali dei gestori di rete (MCC 281)**
Bassa tensione	◆ **Deliberazione n. 89/07**
Condizioni procedurali ed economiche per richieste di connessione presentate dall'1 gennaio 2009	
Ogni livello di tensione	◆ **Testo Integrato Connessioni Attive (TICA, Allegato A alla deliberazione ARG/elt 99/08)** ◆ **Modalità e condizioni contrattuali dei gestori di rete (MCC)**
Regole tecniche per la connessione	
Media, alta e altissima tensione	◆ **Norma CEI 0-16** (per imprese distributrici) ◆ **Codice di rete** di Terna verificato dall'Autorità (per Terna)
Bassa tensione	◆ **Norma CEI 0-21**
Accesso e utilizzo della rete	
Trasporto	◆ **Testo Integrato Trasporto (TIT, Allegato A alla deliberazione 568/2019/R/eel), in particolare articolo 16**
Dispacciamento	◆ **Deliberazione n. 111/06** ◆ **Deliberazione 300/2017/R/eel (prima apertura di MSD alla domanda elettrica e alle unità di produzione anche da fonti rinnovabili non già abilitate nonché ai sistemi di accumulo e istituzione di progetti pilota in vista della costituzione del Testo Integrato Dispacciamento Elettrico)** ◆ **Codice di rete** di Terna verificato dall'Autorità
Misura	
Energia elettrica scambiata con la rete	◆ **Testo Integrato Misura Elettrica (TIME, Allegato B alla deliberazione 568/2019/R/eel)**
Energia elettrica prodotta	◆ **Deliberazioni n. 88/07 e 595/2014/R/eel, fino al 31 dicembre 2016** ◆ **Testo Integrato Misura Elettrica (TIME, Allegato B alla deliberazione 568/2019/R/eel), dall'1 gennaio 2017**
Cessione energia e scambio sul posto	
Ritiro dedicato	◆ **Deliberazione n. 280/07**
Scambio sul posto	◆ **Testo Integrato Scambio sul Posto (TISP, Allegato A alla deliberazione 570/2012/R/efr)**
Connessione alle reti elettriche, accesso e utilizzo della rete, misura, cessione energia e scambio sul posto nel caso di Sistemi Semplici di Produzione e Consumo	
	◆ **Testo Integrato Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (TISSPC, Allegato A alla deliberazione 578/2013/R/eel) e deliberazione 276/2017/R/eel**
Servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa da un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente in edifici e condomini oppure condivisa in una comunità di energia rinnovabile	
	◆ **Deliberazione 318/2020/R/eel e il relativo Allegato A (Regolazione delle partite economiche relative all'energia elettrica condivisa da un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente in edifici e condomini oppure condivisa in una comunità di energia rinnovabile)**
Sistemi di accumulo dell'energia elettrica	
	◆ **Deliberazione 574/2014/R/eel e Testo Integrato Connessioni Attive**

- tabella 1.3 -

Le ulteriori disposizioni regolatorie dell'Autorità che definiscono e regolano le condizioni relative agli impianti cogenerativi ad alto rendimento e quelle che regolano le disposizioni relative alle incentivazioni delle fonti rinnovabili sono indicate nella tabella 1.4.

Fonti rinnovabili	
Certificati verdi e relativi sostituti	◆ **Deliberazione ARG/elt 24/08, ARG/elt 10/09, ARG/elt 3/10, ARG/elt 5/11, 11/2012/R/efr, 17/2013/R/efr, 20/2014/R/efr, 22/2015/R/efr, 29/2016/R/efr, 31/2017/R/efr, 32/2018/R/efr, 16/2019/R/efr e 17/2020/R/efr (definizione del prezzo medio di vendita dell'energia elettrica ai fini della definizione del valore di riferimento dei certificati verdi e del valore degli incentivi sostitutivi dei certificati verdi)**
Conto energia per il fotovoltaico	◆ **Deliberazione n. 188/05 (attuazione del DM 28 luglio 2005)** ◆ **Deliberazione n. 90/07 (attuazione del DM 19 febbraio 2007)** ◆ **Deliberazione ARG/elt 181/10 (attuazione del DM 6 agosto 2010)** ◆ **Deliberazione ARG/elt 149/11 (attuazione del DM 5 maggio 2011)** ◆ **Deliberazione 343/2012/R/efr (modalità di ritiro dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti che accedono all'incentivazione prevista dal DM 5 luglio 2012)**
Tariffa fissa onnicomprensiva	◆ **Deliberazione ARG/elt 1/09 (attuazione del DM 18 dicembre 2008)** ◆ **Deliberazione 343/2012/R/efr (modalità di ritiro dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti che accedono all'incentivazione prevista dal DM 6 luglio 2012)** ◆ **Deliberazione 404/2016/R/efr (modalità di ritiro dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti che accedono all'incentivazione prevista dal DM 23 giugno 2016)** ◆ **Deliberazione 341/2019/R/efr (modalità di ritiro dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti che accedono all'incentivazione prevista dal DM 4 luglio 2019)**
Remunerazione energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili nelle isole minori non interconnesse	◆ **Deliberazione 558/2018/R/efr (determinazione della remunerazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili nelle isole minori non interconnesse e determinazione delle modalità di ritiro dell'energia elettrica immessa in rete dai medesimi impianti, previste dal DM 14 febbraio 2017)**
Cogenerazione ad alto rendimento	
Definizione di cogenerazione ad alto rendimento	◆ **Deliberazione n. 42/02** ◆ **Deliberazione n. 296/05 (aggiornamento dei parametri di calcolo)** ◆ **Deliberazione n. 307/07 (aggiornamento dei parametri di calcolo)** ◆ **Deliberazione ARG/elt 174/09 (aggiornamento dei parametri di calcolo)** ◆ **Deliberazione ARG/elt 181/11 (aggiornamento a seguito dell'emanazione del DM 4 agosto 2011 e del DM 5 settembre 2011)**

- tabella 1.4 -

Capitolo 2

Connessioni

2.1 Principali riferimenti normativi

L'Autorità regola il servizio di connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi, erogato dai gestori di rete (imprese distributrici e Terna), applicando le disposizioni riportate nella normativa primaria. In particolare, si ricorda che:

- la legge n. 481/95 (articolo 2, comma 12) ha dato mandato all'Autorità per la definizione delle condizioni tecniche ed economiche di accesso e di interconnessione alle reti;
- il decreto legislativo n. 79/99 (articolo 9, comma 1) ha previsto l'obbligo, in capo alle imprese distributrici, di connettere alle proprie reti tutti i soggetti che ne facciano richiesta, senza compromettere la continuità del servizio, purché siano rispettate le regole tecniche, nonché le deliberazioni emanate dall'Autorità in materia;
- il decreto legislativo n. 387/03 (articolo 14), recependo la direttiva europea 2001/77/CE, ha introdotto una serie di agevolazioni nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili;
- il decreto legislativo n. 20/07 (articolo 7), recependo la direttiva europea 2004/8/CE, ha introdotto una serie di agevolazioni nel caso di impianti di cogenerazione ad alto rendimento;
- la legge n. 244/07 ha introdotto ulteriori agevolazioni nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili e che, limitatamente alle fonti rinnovabili, ha assegnato all'Autorità il potere di prevedere procedure sostitutive nel caso di inerzia da parte dei gestori di rete e il potere di gestire e risolvere, in modo vincolante, le controversie eventualmente insorte tra produttori e gestori di rete;
- il decreto-legge n. 91/14, come attuato dal decreto ministeriale 19 maggio 2015 e dal decreto ministeriale 16 marzo 2017, ha introdotto il modello unico per la realizzazione, la connessione e l'esercizio rispettivamente di piccoli impianti fotovoltaici integrati sui tetti degli edifici e di piccoli impianti di microcogenerazione ad alto rendimento e impianti di microcogenerazione alimentati da fonti rinnovabili, prevedendo semplificazioni anche nella disciplina delle connessioni.

2.2 Riferimenti regolatori

Le disposizioni relative al servizio di connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi, nel caso degli impianti di produzione di energia elettrica, sono definite:

- nel caso di richieste di connessione alla rete di media o alta tensione presentate fino al 31 dicembre 2008, nell'Allegato A alla deliberazione n. 281/05, recante "*Condizioni per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi*";
- nel caso di richieste di connessione alla rete di bassa tensione presentate fino al 31 dicembre 2008, nell'Allegato A alla deliberazione n. 89/07, recante "*Condizioni tecnico economiche per la connessione di impianti di produzione di energia elettrica alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi a tensione nominale minore o uguale ad 1 kV*";
- nel caso di richieste di connessione alla rete presentate dal 1 gennaio 2009 e fino al 31 dicembre 2010 e indipendentemente dal livello di tensione a cui sarà erogato il servizio, nell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 99/08 e nell'Allegato B alla deliberazione ARG/elt 125/10;
- nel caso di richieste di connessione alla rete presentate dal 1 gennaio 2011 e indipendentemente dal livello di tensione a cui sarà erogato il servizio, nell'Allegato A alla deliberazione

ARG/elt 99/08, come modificato dall'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 125/10 recante "*Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA)*"[15].

Nel seguito ci si riferirà unicamente al quadro normativo attualmente vigente per le richieste di connessione presentate a partire dal 1 gennaio 2011.

2.3 Modalità e condizioni contrattuali per l'erogazione del servizio di connessione (MCC)

I gestori di rete pubblicano, sui propri siti internet, le Modalità e condizioni contrattuali per l'erogazione del servizio di connessione (MCC), predisposte conformemente al TICA. Terna e le imprese distributrici con più di 100.000 clienti allacciati trasmettono all'Autorità le MCC per l'erogazione del servizio di connessione; i medesimi gestori danno evidenza all'Autorità di ogni modifica eventualmente apportata a seguito della prima pubblicazione.

Le MCC devono prevedere:

- le modalità per la presentazione della richiesta di connessione, ivi inclusa la specificazione della documentazione richiesta, e per il pagamento del corrispettivo per l'ottenimento del preventivo. I gestori di rete elaborano altresì un modello standard che tenga conto di quanto previsto dal TICA;
- le modalità e i tempi di risposta del gestore di rete, con particolare riferimento alla presentazione del preventivo e, ove prevista, della Soluzione Tecnica Minima di Dettaglio (STMD);
- i termini di validità della soluzione proposta dal gestore di rete, decorsi i quali, in assenza di accettazione da parte del richiedente, la richiesta di connessione deve intendersi decaduta;
- le modalità per la scelta della soluzione per la connessione da parte del richiedente e per l'esercizio delle opzioni consentite dal TICA in materia di gestione dell'iter autorizzativo e di realizzazione in proprio della connessione;
- le modalità e i tempi in base ai quali il gestore di rete, per le azioni di propria competenza, realizza gli impianti di rete per la connessione;
- le soluzioni tecniche convenzionali adottate dal gestore di rete interessato per la realizzazione della connessione alla rete degli impianti elettrici, unitamente all'indicazione di valori unitari di riferimento atti all'individuazione dei costi medi corrispondenti alla realizzazione di ciascuna soluzione tecnica convenzionale;
- per ciascuna delle soluzioni tecniche convenzionali, nel caso di connessioni in alta e altissima tensione, il valore convenzionale della potenza massima di esercizio in condizioni normali di funzionamento, intesa come la potenza massima dell'intera infrastruttura per la connessione nelle normali condizioni di esercizio indipendentemente dal reale grado di utilizzo di tale infrastruttura per l'impianto di produzione;
- gli standard tecnici e le specifiche di progetto essenziali per la realizzazione degli impianti di rete per la connessione e per il loro esercizio e manutenzione;
- le modalità di pagamento del corrispettivo per la connessione. Il gestore di rete presenta diverse modalità di pagamento, tra loro alternative;
- le modalità per la determinazione del corrispettivo a copertura dei costi sostenuti per la gestione dell'iter autorizzativo e dell'eventuale corrispettivo a copertura dei costi di predisposizione della documentazione da presentare nell'ambito dell'iter autorizzativo;

[15] Tali disposizioni si applicano anche alle richieste di connessione, alla rete con obbligo di connessione di terzi, delle linee elettriche di cui al decreto del Ministro delle Attività Produttive 21 ottobre 2005.

- le modalità di modifica dei tempi di risposta del gestore di rete e dei tempi di realizzazione degli impianti di rete nei casi consentiti dal TICA;
- le tipologie degli impianti di rete per la connessione che possono essere progettati e realizzati a cura dei richiedenti, dando indicazioni in merito alle procedure per la realizzazione in proprio di tali impianti, sulla base di quanto indicato nel TICA;
- la specifica tecnica di misura, funzionale anche all'attività di validazione dell'impianto e delle sue unità di produzione (UP) ai fini della misura. La specifica tecnica stabilisce:
  - quali misure sono necessarie in relazione al tipo di destinazione commerciale e al tipo di incentivazione a cui il produttore intende accedere;
  - quali sono i criteri e le modalità con cui i richiedenti presentano lo schema unifilare di impianto necessario alla validazione dell'impianto/UP ai fini della misura, e all'identificazione, all'interno di tale schema, dei punti di misura (PM) ove collocare le apparecchiature di misura, degli eventuali punti virtuali di immissione (PVI) e punti virtuali di generazione (PVG);
  - le informazioni relative alle apparecchiature di misura compatibili con i sistemi di telelettura del gestore di rete e con le informazioni relative alle casistiche in cui si renda obbligatoria l'installazione delle predette apparecchiature.

  Le imprese distributrici predispongono la propria specifica tecnica completando quella definita da Terna, sentito il GSE, per le parti di propria competenza;
- 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 i requisiti minimi che il sistema deve possedere per rientrare in ciascuna delle categorie in cui è classificabile un Altro Sistema Semplice di Produzione e Consumo (ASSPC) ai sensi del Testo Integrato Sistemi Semplici di Produzione e Consumo;
- la descrizione dell'attività di collaudo, distinguendo le tre fasi i) verifiche documentali (verifiche della documentazione presentata dal richiedente, finalizzate ad accertarne la rispondenza alla soluzione tecnica indicata nel preventivo ovvero nella STMD, alle prescrizioni autorizzative e agli standard tecnici del gestore di rete), ii) verifiche in corso d'opera (verifiche effettuate durante la realizzazione, da parte del richiedente, dell'impianto di rete per la connessione, finalizzate a verificare che la realizzazione sia effettuata in modo regolare e corretto, anche in relazione ai materiali utilizzati, con particolare riferimento alle opere per le quali non sia possibile effettuare verifiche ex post) e iii) collaudo finale (collaudo dell'impianto di rete per la connessione effettuato al termine della sua realizzazione, anche tramite verifiche e prove – elettriche e/o meccaniche –, comprensivo della redazione del verbale di collaudo), nonché il corrispettivo unitario di collaudo definito autonomamente secondo principi di trasparenza e non discriminazione;
- le modalità e i tempi per la presentazione di una richiesta di voltura della pratica di connessione;
- le modalità e i tempi per comunicare al gestore di rete la volontà di fare decadere la pratica di connessione;
- le modalità e i tempi per comunicare la volontà di mettere in conservazione o di dismettere una o più unità di produzione ovvero un impianto di produzione;
- le modalità e i tempi per la presentazione della richiesta di riattivazione di una o più unità di produzione ovvero di un impianto di produzione a seguito della messa in conservazione, ivi inclusa la specificazione della documentazione richiesta, e per il pagamento del corrispettivo per la riattivazione. I gestori di rete, nei casi in cui la richiesta non debba essere veicolata tramite il sistema GAUDÌ, elaborano altresì un modello standard per la richiesta di riattivazione di una unità o di un impianto di produzione.

Le soluzioni tecniche convenzionali prevedono l'individuazione delle parti degli impianti per la connessione che sono considerate impianti di utenza per la connessione[16] (nei limiti consentiti dal TICA) e le parti degli impianti per la connessione che sono considerate impianti di rete per la connessione[17]. In generale, nel caso di connessioni in bassa e media tensione non è prevista la presenza dell'impianto di rete per la connessione. Invece, nel caso di connessioni in alta e altissima tensione (ove generalmente sono presenti entrambi), sono definiti dei criteri per la razionalizzazione dello sviluppo delle reti. In particolare, dette attribuzioni devono essere determinate contemplando almeno i seguenti fattori:

- potenza di connessione;
- livello di tensione al quale è realizzata la connessione;
- tipologia dell'impianto per il quale è stato richiesto l'accesso alle infrastrutture di reti elettriche, con riferimento all'immissione o al prelievo di energia elettrica;
- topologia della rete elettrica esistente;
- eventuali aspetti riguardanti la gestione e la sicurezza del sistema elettrico.

2.4 Portale informatico finalizzato alla gestione dell'iter di connessione

Terna e le imprese distributrici con almeno 100.000 clienti, entro il 30 giugno 2011, predispongono un portale informatico finalizzato alla gestione dell'iter di connessione. Tale portale è uno strumento complementare a quello implementato da Terna ai fini del sistema GAUDÌ[18] ed è utilizzato per lo scambio delle informazioni necessarie per la gestione dell'iter di connessione. Terna e le imprese distributrici, al fine di ottimizzare le comunicazioni, possono prevedere che tutte le informazioni necessarie per la gestione dell'iter di connessione siano scambiate unicamente per il tramite del portale informatico, dando un opportuno preavviso ai richiedenti e prevedendo un periodo transitorio di almeno 6 mesi dalla data di implementazione del portale medesimo.

2.5 Richiesta di connessione

Le richieste di connessione sono riferite al valore della potenza in immissione richiesta; esso è pari al valore della potenza complessivamente disponibile per l'immissione di energia elettrica, dopo gli interventi da effettuare senza che l'utente sia disconnesso.

Le richieste di connessione per potenza in immissione inferiore a 10 MW devono essere presentate all'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale; le richieste di connessione per potenza in immissione pari ad almeno 10 MW devono essere presentate a Terna. Nel caso di adeguamenti di

---

[16] L'impianto di utenza per la connessione è la porzione di impianto per la connessione (insieme degli impianti realizzati a partire dal punto di inserimento sulla rete esistente, necessari per la connessione alla rete di un impianto di produzione) la cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione rimangono di competenza del richiedente. L'impianto di utenza per la connessione, a sua volta, può essere distinto in:

- una parte interna al confine di proprietà dell'utente a cui è asservita la connessione fino al medesimo confine di proprietà o al punto di connessione qualora interno al predetto confine di proprietà;
- una parte compresa tra il confine di proprietà dell'utente a cui è asservita la connessione e il punto di connessione. Nel caso in cui il punto di connessione è interno al confine di proprietà, tale parte non è presente.

[17] L'impianto di rete per la connessione è la porzione di impianto per la connessione di competenza del gestore di rete, compresa tra il punto di inserimento sulla rete esistente e il punto di connessione.

[18] Il sistema GAUDÌ è il sistema di Gestione dell'Anagrafica Unica Degli Impianti di produzione di energia elettrica predisposto da Terna, in ottemperanza all'articolo 9, comma 9.3, lettera c), della deliberazione ARG/elt 205/08 e alla deliberazione ARG/elt 124/10.

connessioni già esistenti, le richieste devono essere presentate al gestore della rete a cui l'impianto è già connesso.

Tutte le richieste di connessione vanno effettuate secondo un modello standard elaborato dai gestori di rete e dovranno contenere le informazioni previste dal comma 6.3 del TICA. Il richiedente può indicare, nella richiesta di connessione, un punto esistente sulla rete al quale dovrà riferirsi il gestore di rete per la determinazione del preventivo per la connessione.

Alla presentazione della richiesta di connessione, il richiedente è tenuto a versare un corrispettivo per l'ottenimento del preventivo e a inviare, nella richiesta di connessione, la documentazione attestante l'avvenuto pagamento del medesimo corrispettivo. Tale corrispettivo è definito per fasce di potenza richiesta in immissione, come di seguito indicato in tabella 2.1.

Corrispettivo	**Valore della potenza richiesta in immissione**
30 €	fino a 6 kW
50 €	superiore a 6 kW e fino a 10 kW
100 €	superiore a 10 kW e fino a 50 kW
200 €	superiore a 50 kW e fino a 100 kW
500 €	superiore a 100 kW e fino a 500 kW
1.500 €	superiore a 500 kW e fino a 1.000 kW
2.500 €	superiore a 1.000 kW

- tabella 2.1 -

Sulla base delle disposizioni presenti nel TICA è possibile richiedere una connessione in immissione per una potenza (potenza in immissione richiesta) inferiore al valore della potenza nominale dell'impianto di produzione che si vuole connettere alla rete con obbligo di connessione di terzi. Nel caso in cui, però, durante l'esercizio dell'impianto di produzione si dovessero verificare delle immissioni di energia elettrica in rete eccedenti la potenza in immissione richiesta il gestore di rete procede ad adeguare la connessione ove tecnicamente possibile (per maggiori dettagli si veda il paragrafo 2.19).

Si evidenzia che la richiesta di adeguamento della connessione esistente, qualora sia relativa a interventi sull'impianto di produzione che non ne alterino la configurazione inserita nel sistema GAUDÌ o sull'impianto elettrico dell'utente e che non comportino interventi del gestore di rete nel punto di connessione o sulla rete esistente, né la realizzazione di sviluppi di rete, rappresenta una mera comunicazione di aggiornamento e non comporta il pagamento di alcun corrispettivo.

2.6 Livello di tensione a cui è erogato il servizio di connessione

Il servizio di connessione è erogato in bassa tensione per potenze in immissione richieste fino a 100 kW, mentre è erogato in media tensione per potenze in immissione richieste fino a 6.000 kW. Tali condizioni non escludono però la possibilità di erogare il servizio di connessione in bassa o media tensione per potenze in immissione richieste superiori rispettivamente a 100 kW o a 6.000 kW.

Nel caso in cui la connessione sia già esistente, il servizio di connessione è erogato tramite il punto di connessione già esistente e al livello di tensione della connessione esistente, nei limiti di potenza già disponibile.

Il livello di tensione di erogazione del servizio non individua necessariamente il valore della tensione dell'impianto di rete per la connessione. Ciò significa che, ad esempio, per l'erogazione del servizio in bassa tensione l'impianto di rete può essere realizzato in media tensione, se necessario secondo le scelte effettuate dall'impresa distributrice, con il vincolo, però, che sia realizzata una cabina di trasformazione media/bassa tensione nella titolarità dell'impresa distributrice.

Nel caso in cui si richieda la connessione per un impianto di produzione di energia elettrica in presenza di una connessione in prelievo esistente, l'eventuale adeguamento della sola potenza disponibile in immissione non comporta un corrispondente adeguamento della potenza impegnata ai fini dell'erogazione del servizio di distribuzione per i prelievi di energia elettrica; ciò significa che il cliente può mantenere invariata la potenza relativa al proprio contratto in prelievo anche se installa un impianto di produzione per il quale richiede una potenza in immissione superiore.

2.7 Disposizioni per la connessione alla rete dei sistemi di accumulo di energia elettrica

Ai fini dell'applicazione delle disposizioni previste dal TICA, un sistema di accumulo è considerato, in generale, come un impianto (o un gruppo di generazione di un impianto) di produzione alimentato da fonti non rinnovabili. Tuttavia, fino al completamento di valutazioni in merito alle modalità di installazione e di utilizzo dei sistemi di accumulo anche ai fini della fornitura di servizi di rete, si applicano le condizioni procedurali ed economiche previste dal TICA nel caso di impianti di cogenerazione ad alto rendimento.

In coerenza con quanto previsto dal TICA per gli altri impianti di produzione di energia elettrica, il richiedente la connessione registra i sistemi di accumulo nel sistema GAUDÌ, secondo modalità definite da Terna. Qualora i sistemi di accumulo siano installati presso un impianto di produzione già connesso e attivato, il richiedente aggiorna l'anagrafica dell'impianto di produzione inserendo tutte le informazioni previste dal sistema GAUDÌ per i medesimi sistemi di accumulo, previa presentazione di una richiesta di adeguamento di una connessione esistente ai sensi del TICA.

2.8 Realizzazione delle connessioni in bassa e media tensione

2.8.1 Modalità procedurali

Nel caso di connessioni in bassa e media tensione, l'Autorità ha definito modalità procedurali standard e condizioni economiche convenzionali al fine di introdurre elementi di maggior semplicità per i produttori titolari di impianti di piccola e media taglia, tenendo conto della standardizzazione che, nella maggior parte dei casi, contraddistingue tali connessioni.

Preventivo per la connessione

Il tempo di messa a disposizione del preventivo per la connessione è il tempo intercorrente tra la data di ricevimento della richiesta di connessione, corredata da tutte le informazioni necessarie, e la data di messa a disposizione del preventivo per la connessione. Il tempo di messa a disposizione del preventivo per la connessione comprende i tempi necessari per l'effettuazione di eventuali verifiche e sopralluoghi. Tale tempo deve, al massimo, essere pari a:

- 20 giorni lavorativi per potenze in immissione richieste fino a 100 kW;
- 45 giorni lavorativi per potenze in immissione richieste superiori a 100 kW e fino a 1.000 kW;
- 60 giorni lavorativi per potenze in immissione richieste superiori a 1.000 kW.

Nel caso in cui la soluzione per la connessione implichi la realizzazione, il rifacimento, l'adeguamento o il potenziamento di linee elettriche a livelli di tensione superiori al livello di tensione a cui è erogato il servizio di connessione, il tempo per la messa a disposizione del preventivo per la connessione a disposizione del gestore di rete è incrementato di 15 giorni lavorativi qualora il medesimo ne dia comunicazione al richiedente entro le tempistiche indicate precedentemente. Nei casi in cui è attivato il coordinamento tra gestori di rete, si applica quanto previsto nel paragrafo 2.16.

Qualora sia necessaria l'effettuazione di un sopralluogo e il richiedente richieda che l'appuntamento fissato dal gestore di rete sia rimandato, il tempo intercorrente tra la data proposta dal gestore di rete e la data effettiva del sopralluogo non deve essere conteggiato nel calcolo del tempo di messa a disposizione del preventivo per la connessione.

Qualora la richiesta di connessione non sia corredata da tutte le informazioni come definite nel TICA, il gestore di rete ne dà tempestiva comunicazione al richiedente.

Il preventivo deve avere la validità di 45 giorni lavorativi e deve, tra l'altro, indicare:

- la tipologia di lavoro corrispondente alla realizzazione della connessione, distinguendo tra lavori semplici[19] e lavori complessi[20];
- la Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG) definita secondo i criteri definiti nel TICA e nella MCC del gestore di rete;
- l'elenco delle opere strettamente necessarie alla realizzazione fisica della connessione che il richiedente è tenuto a rendere disponibili nel punto di connessione nonché delle altre opere di competenza del richiedente strettamente necessarie ai fini della corretta installazione delle apparecchiature di misura dell'energia elettrica prodotta;
- il corrispettivo per la connessione, evidenziando le singole voci che lo compongono e indicando al richiedente la parte di tale corrispettivo che il medesimo dovrà versare all'atto di accettazione del preventivo e la parte che dovrà versare prima di inviare al gestore di rete la comunicazione di completamento delle opere strettamente necessarie alla realizzazione fisica della connessione;
- il termine previsto per la realizzazione della connessione da parte del gestore di rete;
- la specifica tecnica in cui sono indicate le modalità con le quali eseguire le opere di competenza del richiedente;
- la specifica tecnica sulla misura, funzionale anche all'attività di validazione dell'impianto e delle sue UP ai fini della misura;
- le responsabilità inerenti al servizio di misura dell'energia elettrica prodotta, immessa e prelevata e quali criteri (in termini di posizionamento, accessibilità e caratteristiche) il richiedente debba rispettare nella scelta e nell'installazione delle apparecchiature di misura, nel caso in cui il medesimo ne abbia la responsabilità;
- i costi e le modalità di avvalimento del gestore di rete per lo svolgimento delle attività di misura nei casi in cui la responsabilità di una o più attività sia in capo al richiedente;
- le attività che dovranno essere effettuate parallelamente alla connessione, e in particolare:
  - la sottoscrizione dei contratti di trasporto e dispacciamento in prelievo e in immissione;
  - la registrazione nel sistema GAUDÌ dell'impianto di produzione e delle relative UP;
  - le comunicazioni da inoltrare ai diversi responsabili al fine di poter concludere l'iter effettuando l'entrata in esercizio commerciale dell'impianto;
- la planimetria idonea all'individuazione dell'intero tracciato dell'impianto di rete per la connessione;

[19] I lavori semplici sono la realizzazione, modifica o sostituzione a regola d'arte dell'impianto del gestore di rete eseguita con un intervento limitato alla presa ed eventualmente alle apparecchiature di misura.

[20] I lavori complessi sono la realizzazione, modifica o sostituzione a regola d'arte dell'impianto del gestore di rete in tutti i casi non compresi nella definizione di lavori semplici.

- il corrispettivo di collaudo a preventivo, calcolato dal gestore di rete moltiplicando, per ciascuna delle tre fasi dell'attività di collaudo (verifiche documentali, verifiche in corso d'opera e collaudo finale), il corrispettivo unitario di collaudo per le relative ore necessarie. Il preventivo reca anche la descrizione motivata, in relazione alla pratica di connessione specifica, delle tre fasi dell'attività di collaudo.

Nessun corrispettivo che non sia stato indicato nel preventivo potrà essere successivamente preteso dal gestore di rete nei confronti del richiedente per l'esecuzione dei lavori oggetto del preventivo medesimo, fatti salvi gli adeguamenti del corrispettivo di connessione a seguito di eventuali modifiche della soluzione per la connessione derivanti dalla procedura autorizzativa e fatti salvi gli adeguamenti dell'eventuale corrispettivo di collaudo.

Il richiedente può chiedere al gestore di rete una modifica del preventivo entro il termine di accettazione del preventivo. In questi casi, il richiedente, all'atto della richiesta di modifica del preventivo, versa al gestore di rete un corrispettivo pari alla metà di quello per la messa a disposizione del preventivo. Il gestore di rete, entro le medesime tempistiche di messa a disposizione del preventivo a decorrere dalla data di ricevimento della richiesta completa di modifica del preventivo, elabora un nuovo preventivo o rifiuta la richiesta di modifica del preventivo; in caso di rifiuto, il gestore di rete è tenuto a evidenziare le motivazioni.

Nel solo caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili e/o impianti di cogenerazione ad alto rendimento, qualora il richiedente chieda una modifica del preventivo che comporti una soluzione tecnica per la connessione più costosa di quella inizialmente indicata dal gestore di rete e qualora tale soluzione sia realizzabile, il corrispettivo per la connessione è pari alla somma tra:
- il corrispettivo inizialmente definito e
- la differenza tra i costi convenzionali previsti per gli impianti non alimentati da fonti rinnovabili né di cogenerazione ad alto rendimento, rispettivamente attribuibili alla soluzione scelta dal richiedente e i costi convenzionali o alla soluzione tecnica inizialmente indicata dal gestore di rete.

Nel caso in cui il gestore di rete accolga la richiesta di modifica del preventivo, le tempistiche per la sua accettazione entro 45 giorni lavorativi decorrono, in alternativa:
- dalla data di ricevimento, da parte del richiedente, del nuovo preventivo completo elaborato dal gestore di rete. L'emissione del nuovo preventivo non comporta la decadenza automatica del primo preventivo. L'accettazione del nuovo preventivo comporta il contestuale annullamento del primo preventivo, qualora non abbia già terminato la propria validità; viceversa, l'eventuale accettazione del primo preventivo dopo l'emissione del nuovo comporta il contestuale annullamento del nuovo preventivo;
- dalla data di ricevimento, da parte del richiedente, del primo preventivo qualora il gestore di rete ne rifiuti la modifica. In questo caso l'intervallo di tempo intercorso tra la data di invio della richiesta di modifica del preventivo e la data di ricevimento, da parte del richiedente, del diniego del gestore di rete non deve essere conteggiato nel calcolo del tempo per l'accettazione del primo preventivo.

Il preventivo accettato può essere ulteriormente modificato a seguito di imposizioni derivanti dall'iter autorizzativo ovvero di atti normativi (anche di carattere regionale), ovvero per altre cause fortuite o di forza maggiore non dipendenti dalla volontà del richiedente opportunamente documentate. In questi casi:
- la modifica del preventivo è effettuata dal gestore di rete a titolo gratuito entro le medesime tempistiche per la messa a disposizione del preventivo a decorrere dalla data di ricevimento della richiesta di modifica;
- il corrispettivo per la connessione è ricalcolato sulla base della nuova STMG, secondo quanto previsto dal TICA per le diverse tipologie di impianti di produzione. Per le suddette finalità il gestore di rete invierà la nuova STMG completa di tutte le informazioni previste dal TICA.

Il preventivo accettato può essere altresì modificato nei casi in cui la modifica del preventivo non comporta alterazioni della soluzione tecnica per la connessione o, previo accordo tra il gestore di rete e il richiedente, anche al fine di proporre nuove soluzioni tecniche che tengano conto dell'evoluzione del sistema elettrico locale.
Nel primo caso:
- il richiedente, all'atto della richiesta di modifica del preventivo, versa al gestore di rete un corrispettivo pari alla metà del corrispettivo per l'ottenimento del preventivo;
- il gestore di rete, entro le medesime tempistiche per la messa a disposizione del preventivo a decorrere dalla data di ricevimento della richiesta completa di modifica del preventivo, aggiorna il preventivo senza ulteriori oneri per il richiedente.

Nel secondo caso:
- se la richiesta di modifica è presentata dal richiedente, si applica quanto previsto nel caso di modifica del preventivo entro il termine di accettazione del preventivo;
- se la richiesta di modifica è presentata dal gestore di rete, la modifica del preventivo è effettuata dal gestore di rete a titolo gratuito e il corrispettivo per la connessione è ricalcolato sulla base della nuova STMG, secondo quanto previsto dal TICA per le diverse tipologie di impianti di produzione. Per le suddette finalità il gestore di rete invierà la nuova STMG completa di tutte le informazioni previste dal TICA.

Il richiedente, per ogni singola richiesta di connessione, può complessivamente presentare, anche nell'ambito di una sola istanza, non più di due richieste di modifica del preventivo, indipendentemente dal tipo di modifica richiesta. Nel novero del predetto numero massimo di richieste di modifica del preventivo non rientrano i casi in cui la richiesta di modifica del preventivo sia avanzata dal gestore di rete, i casi in cui la richiesta di modifica sia conseguente a imposizioni derivanti dall'iter autorizzativo ovvero da atti normativi (anche di carattere regionale) opportunamente documentati e i casi di richiesta di riduzione della potenza in immissione richiesta.

Si evidenzia che le richieste di modifica del preventivo relative a interventi sull'impianto di produzione che non ne alterino la configurazione inserita nel sistema GAUDÌ o sull'impianto elettrico dell'utente e che non comportino interventi del gestore di rete nel punto di connessione o sulla rete esistente, né la realizzazione di sviluppi di rete, non rientrano nel limite complessivo di numero massimo di richieste di modifica del preventivo precedentemente descritto e non comportano il pagamento di alcun corrispettivo.

Nel caso in cui il richiedente, nella richiesta di connessione, abbia indicato un punto esistente sulla rete al quale il gestore di rete deve riferirsi per la determinazione del preventivo per la connessione, il preventivo deve prevedere la connessione nel punto di rete indicato dal richiedente, tranne il caso in cui a parere del gestore di rete possa esistere una soluzione alternativa che consenta la connessione dell'intera potenza richiesta e di soddisfare l'esigenza di minimizzare la soluzione tecnica per la connessione; qualora nel punto di rete indicato dal richiedente non sia possibile effettuare la connessione dell'intera potenza in immissione richiesta, il preventivo per la connessione deve indicare la massima potenza in immissione che può essere connessa al predetto punto di rete e il gestore di rete è tenuto a indicare tutti i motivi e le spiegazioni atte a giustificare il suddetto valore massimo di potenza. All'atto della comunicazione di accettazione del preventivo, il richiedente può optare, rinunciando alla soluzione per la connessione relativa al punto di rete indicato dal medesimo soggetto, per l'elaborazione di un nuovo preventivo relativo alla potenza in immissione richiesta; l'esercizio di tale opzione è considerato come una nuova richiesta di connessione:
- decorrente dalla predetta data di comunicazione;
- trattata sulla base delle informazioni precedentemente fornite dal richiedente;
- alla quale si applicano le condizioni procedurali, tecniche ed economiche di una normale richiesta di connessione.

Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG)

La STMG, a eccezione degli impianti separati con tratti di mare dalla terraferma, non prevede la presenza di impianti di utenza per la connessione compresa tra il confine di proprietà del produttore a cui è asservita la connessione e il punto di connessione, a meno di accordi tra gestore di rete e richiedente. Pertanto, in generale e fatte salve diverse esigenze del produttore, la connessione alla rete con obbligo di connessione di terzi avviene al confine di proprietà.

La STMG deve essere elaborata tenendo conto delle esigenze di sviluppo razionale delle reti elettriche, delle esigenze di salvaguardia della continuità del servizio e, al contempo, deve essere tale da non prevedere limitazioni permanenti della potenza di connessione nelle prevedibili condizioni di funzionamento del sistema elettrico. La STMG comprende:

- la descrizione dell'impianto di rete per la connessione corrispondente a una delle soluzioni tecniche convenzionali definite dal gestore di rete nelle MCC;
- l'individuazione, tra gli impianti di rete per la connessione, delle parti che possono essere progettate e realizzate a cura del richiedente;
- la descrizione degli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti che si rendano strettamente necessari al fine del soddisfacimento della richiesta di connessione;
- le eventuali modalità di esercizio di carattere transitorio dell'impianto elettrico del richiedente da adottarsi per il tempo necessario alla realizzazione degli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti di cui al punto precedente, con particolare riferimento ai casi in cui la potenza in immissione richiesta non supera la potenza già disponibile per la connessione. In questo caso deve essere prevista una relazione che illustri le motivazioni tecniche sottostanti alla definizione di particolari condizioni e modalità di esercizio della connessione e dell'impianto del richiedente;
- i dati necessari per la predisposizione, in funzione delle particolari caratteristiche delle aree interessate dalla connessione, della documentazione da allegare alle richieste di autorizzazione alle amministrazioni competenti elaborata a partire dalla STMG.

La STMG deve essere accompagnata da un documento che indichi:

- i tempi di realizzazione degli interventi relativi all'impianto di rete per la connessione, al netto dei tempi necessari all'ottenimento delle relative autorizzazioni;
- i tempi di realizzazione degli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti che si rendano strettamente necessari al soddisfacimento della richiesta di connessione, al netto dei tempi necessari all'ottenimento delle relative autorizzazioni.

Gli interventi precedentemente descritti devono essere accompagnati dai costi medi corrispondenti alla soluzione tecnica convenzionale.

Gli eventuali interventi sulle reti elettriche che si rendano strettamente necessari al soddisfacimento della richiesta di connessione, sono motivati da precise esigenze tecniche, analizzate facendo riferimento alle caratteristiche nominali dei componenti e alle normali condizioni di funzionamento del sistema elettrico interessato.

I gestori di rete hanno facoltà di realizzare soluzioni tecniche per la connessione diverse dalle soluzioni tecniche minime, ferme restando le disposizioni relative alla determinazione delle condizioni economiche per la connessione; gli eventuali costi ulteriori a quelli corrispondenti alla soluzione tecnica minima sono a carico del gestore di rete.

Il gestore di rete, nell'ambito della STMG, può prevedere che il richiedente metta a disposizione del medesimo gestore spazi ulteriori rispetto a quelli strettamente necessari alla realizzazione dell'impianto di rete per la connessione. Qualora tali ulteriori spazi siano correlabili a esigenze di successivi sviluppi dell'impianto elettrico del richiedente, i medesimi saranno ceduti dal richiedente al gestore di rete a titolo gratuito; in caso contrario, i medesimi saranno ceduti dal richiedente al

gestore di rete a fronte di una remunerazione fissata tramite accordi tra le parti assunti sulla base di principi di trasparenza e non discriminazione.

Nel caso in cui il servizio di connessione sia erogato in bassa tensione, qualora debba essere realizzata una cabina di trasformazione presso il richiedente, il richiedente, qualora ne abbia la titolarità o la disponibilità, consente al gestore di rete l'utilizzo del terreno o del locale per la realizzazione della cabina, a fronte di una remunerazione fissata tramite accordi tra le parti assunti sulla base di principi di trasparenza e non discriminazione.

Nel caso in cui il servizio di connessione possa essere erogato sia in bassa che in media tensione, qualora debba essere realizzata una cabina di trasformazione presso il richiedente, il gestore di rete può proporre la connessione al livello di tensione inferiore chiedendo al richiedente il terreno o il locale per la realizzazione della cabina. Il terreno e/o il locale sono ceduti o resi disponibili al gestore di rete a titolo gratuito.

Accettazione del preventivo

Se il richiedente intende accettare il preventivo, invia al gestore di rete, entro il termine di validità del preventivo, una comunicazione di accettazione del preventivo, corredata di:

- la documentazione attestante il pagamento di quanto previsto all'atto di accettazione del preventivo e delle eventuali istanze di curare tutti gli adempimenti connessi alle procedure autorizzative per l'impianto di rete per la connessione e/o, nel caso di impianti alimentati fa fonti rinnovabili e di cogenerazione ad alto rendimento, di realizzare in proprio l'impianto di rete per la connessione e gli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti;
- l'eventuale decisione di avvalersi del gestore di rete per il servizio di misura dell'energia elettrica prodotta per le attività per cui la responsabilità è in capo al richiedente, nel rispetto di quanto previsto dall'Allegato A alla deliberazione 595/2014/R/eel;
- nel caso di connessioni in media tensione e qualora il punto di connessione debba essere asservito a un impianto di produzione i cui prelievi saranno finalizzati esclusivamente all'attività di produzione di energia elettrica, l'eventuale decisione di avvalersi del gestore di rete per l'installazione e la manutenzione dell'apparecchiatura di misura dell'energia elettrica immessa e prelevata, nel rispetto di quanto previsto dal Testo Integrato Misura Elettrica.

Coordinamento delle attività ai fini dell'ottenimento delle autorizzazioni

Ai fini dell'ottenimento dell'autorizzazione dell'impianto di rete per la connessione si distinguono due procedure in funzione del tipo di procedimento autorizzativo di cui si avvalga il richiedente (autorizzazione unica, prevista dall'articolo 12 del decreto legislativo n. 387/03, ovvero procedimenti autorizzativi diversi dall'autorizzazione unica).

- *Attività da svolgere nel caso del procedimento di autorizzazione unica*

Il gestore di rete, nell'ambito delle attività di elaborazione del preventivo per la connessione, è tenuto a fornire, senza alcun onere aggiuntivo, tutte le informazioni necessarie al fine della predisposizione della documentazione da presentare nell'ambito del procedimento unico. Il richiedente può richiedere al gestore di rete la predisposizione della documentazione da presentare nell'ambito del procedimento unico al fine dell'autorizzazione delle parti relative alla rete elettrica; in tal caso il richiedente versa al gestore di rete un corrispettivo determinato sulla base di condizioni trasparenti e non discriminatorie pubblicate dal medesimo gestore di rete nell'ambito delle proprie MCC.

Entro 60 giorni lavorativi, per connessioni in bassa tensione, ovvero entro 90 giorni lavorativi, per connessioni in media tensione, dalla data di accettazione del preventivo per la connessione, il richiedente è tenuto a presentare la richiesta di avvio del procedimento autorizzativo unico comprensiva di tutta la documentazione necessaria, ivi compreso il progetto dell'impianto di rete per la connessione e degli eventuali interventi sulla rete esistente (ove previsti), validato dal gestore di rete, inviando contestualmente al gestore di rete una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà attestante l'avvenuta presentazione della richiesta di avvio del procedimento autorizzativo. In tale dichiarazione il richiedente comunica al gestore di rete il tipo di iter autorizzativo seguito, nonché gli estremi e i recapiti del responsabile del procedimento autorizzativo. Qualora tale dichiarazione non sia inviata al gestore di rete entro le predette tempistiche, al netto del tempo necessario al gestore di rete per la validazione del progetto a decorrere dalla data di ricevimento del progetto definito dal richiedente, il gestore di rete sollecita il richiedente, secondo modalità che permettano di verificare l'avvenuto recapito. Il richiedente, entro i successivi 30 giorni lavorativi, invia al gestore di rete la dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà attestante l'avvenuta presentazione della richiesta di avvio del procedimento autorizzativo entro 60 giorni lavorativi, per connessioni in bassa tensione, ovvero entro 90 giorni lavorativi, per connessioni in media tensione, dalla data di accettazione del preventivo per la connessione. In caso contrario il preventivo decade. Inoltre, il richiedente è tenuto ad aggiornare il gestore di rete, con cadenza almeno semestrale, sugli avanzamenti dell'iter autorizzativo.

Il richiedente è tenuto a informare tempestivamente il gestore di rete dell'ottenimento delle autorizzazioni indicando il termine ultimo entro cui deve essere realizzato l'impianto di produzione, ovvero dell'esito negativo del procedimento autorizzativo unico. Nel caso in cui siano state ottenute le autorizzazioni, all'atto della predetta comunicazione, il richiedente è tenuto ad allegare l'attestazione di avvenuta registrazione dell'anagrafica impianto all'interno del sistema GAUDÌ rilasciata da Terna.

- *Attività da svolgere nel caso del procedimento diverso dall'autorizzazione unica*

Il gestore di rete, nell'ambito delle attività di elaborazione del preventivo per la connessione, è tenuto a fornire al richiedente, senza alcun onere aggiuntivo, gli elementi necessari per l'ottenimento delle autorizzazioni, di pertinenza del medesimo richiedente.

Entro 30 giorni lavorativi, per connessioni in bassa tensione, ovvero entro 60 giorni lavorativi, per connessioni in media tensione ovvero per connessioni in bassa tensione che prevedano interventi sulle reti a livello di tensione superiore, dalla data di ricevimento dell'accettazione del preventivo per la connessione, il gestore di rete è tenuto a presentare, dandone contestuale informazione al richiedente, le eventuali richieste di autorizzazione in capo al medesimo gestore per la realizzazione dell'impianto di rete per la connessione e per gli interventi sulla rete esistente ove previsti, comprensive di tutta la documentazione necessaria. Inoltre, il gestore di rete è tenuto ad aggiornare il richiedente, con cadenza almeno semestrale, sugli avanzamenti dell'iter autorizzativo, dando tempestiva informazione della conclusione positiva o negativa di tale iter.

Il richiedente versa al gestore di rete, prima della presentazione delle richieste di autorizzazione in capo al gestore di rete, un corrispettivo a copertura dei costi sostenuti dal medesimo gestore per l'iter autorizzativo. Tale corrispettivo è determinato dal gestore di rete sulla base di condizioni trasparenti e non discriminatorie pubblicate dal medesimo nell'ambito delle proprie MCC. Nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili o di impianti di cogenerazione ad alto rendimento, il precedente corrispettivo è limitato ai costi sostenuti dal gestore di rete per l'iter autorizzativo del solo impianto di rete per la connessione (non comprende quindi i costi sostenuti per l'iter autorizzativo associato all'eventuale sviluppo della rete esistente).

Entro 60 giorni lavorativi, per connessioni in bassa tensione, ovvero entro 90 giorni lavorativi, per connessioni in media tensione, dalla data di accettazione del preventivo per la connessione, il richiedente è tenuto a presentare la richiesta di avvio del procedimento autorizzativo per la costruzione e l'esercizio dell'impianto di produzione, comprensiva di tutta la documentazione necessaria, inviando contestualmente al gestore di rete una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà attestante l'avvenuta presentazione della richiesta di avvio del procedimento autorizzativo. In tale dichiarazione il richiedente comunica al gestore di rete il tipo di iter autorizzativo seguito, nonché gli estremi e i recapiti del responsabile del procedimento autorizzativo. Qualora tale dichiarazione non sia inviata al gestore di rete entro le predette tempistiche, il gestore di rete sollecita il richiedente, secondo modalità che permettano di verificare l'avvenuto recapito. Il richiedente, entro i successivi 30 giorni lavorativi, invia al gestore di rete la dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà attestante l'avvenuta presentazione della richiesta di avvio del procedimento autorizzativo entro 60 giorni lavorativi, per connessioni in bassa tensione, ovvero entro 90 giorni lavorativi, per connessioni in media tensione, dalla data di accettazione del preventivo per la connessione. In caso contrario il preventivo decade. Inoltre, il richiedente è tenuto ad aggiornare il gestore di rete, con cadenza almeno semestrale, sugli avanzamenti dell'iter autorizzativo.

Il richiedente è tenuto a informare tempestivamente il gestore di rete dell'ottenimento delle autorizzazioni per la costruzione e l'esercizio dell'impianto di produzione indicando il termine ultimo entro cui tale impianto deve essere realizzato, ovvero dell'esito negativo del procedimento autorizzativo. Nel caso in cui siano state ottenute le autorizzazioni, all'atto della predetta comunicazione, il richiedente è tenuto ad allegare l'attestazione di avvenuta registrazione dell'anagrafica impianto all'interno del sistema GAUDÌ rilasciata da Terna.

Il gestore di rete consente al richiedente, previa istanza di quest'ultimo presentata all'atto dell'accettazione del preventivo, di curare tutti gli adempimenti connessi alle procedure autorizzative per l'impianto di rete per la connessione. Il gestore di rete può consentire al richiedente, previa istanza di quest'ultimo presentata all'atto dell'accettazione del preventivo, di curare anche gli adempimenti connessi alle procedure autorizzative per gli eventuali interventi sulla rete esistente; in tale caso, il richiedente è responsabile di tutte le attività correlate alle predette procedure, ivi inclusa la predisposizione della documentazione ai fini delle richieste di autorizzazione alle amministrazioni competenti. Ai fini della predisposizione di tale documentazione, il gestore di rete, entro 30 giorni lavorativi dalla data di ricevimento dell'accettazione del preventivo, è tenuto a fornire, senza alcun onere aggiuntivo per il richiedente, tutte le informazioni necessarie al fine della predisposizione, da parte del medesimo richiedente, della documentazione da presentare nell'ambito del procedimento autorizzativo. Nel caso in cui il richiedente decida di redigere il progetto dell'impianto di rete e degli eventuali interventi sulla rete esistente da presentare per l'iter autorizzativo, tale progetto deve essere validato dal gestore di rete. Il richiedente può richiedere al gestore di rete la predisposizione della documentazione da presentare nell'ambito del procedimento autorizzativo; in tal caso il richiedente versa al gestore di rete un corrispettivo determinato sulla base di condizioni trasparenti e non discriminatorie pubblicate dal medesimo gestore di rete nell'ambito delle proprie MCC. Nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili o di impianti di cogenerazione ad alto rendimento, il precedente corrispettivo è limitato ai costi sostenuti dal gestore di rete per la predisposizione della documentazione da presentare nell'ambito del procedimento autorizzativo del solo impianto di rete per la connessione. Inoltre, il richiedente è tenuto ad aggiornare il gestore di rete, con cadenza almeno semestrale, sugli avanzamenti dell'iter autorizzativo, dando tempestiva informazione della conclusione positiva o negativa di tali iter.

Nel caso in cui l'iter di autorizzazione per la realizzazione dell'impianto di rete per la connessione, e/o l'iter di autorizzazione per gli interventi sulla rete esistente ove previsti, abbiano avuto esito negativo:

- nel caso in cui l'iter sia stato curato dal gestore di rete, quest'ultimo, entro 30 giorni lavorativi dalla data di ricevimento di tale informativa, comunica al richiedente l'avvenuta conclusione dell'iter autorizzativo e il suo esito negativo, richiedendo se debba riavviare l'iter con una nuova soluzione tecnica o procedere ad annullare il preventivo restituendo la parte del corrispettivo per la connessione versata al momento dell'accettazione del preventivo, maggiorata degli interessi legali maturati. Entro 30 giorni lavorativi dalla data di ricevimento della precedente comunicazione da parte del gestore di rete, il richiedente comunica al gestore di rete la sua scelta: in caso contrario il preventivo si intende decaduto. Entro 30 giorni lavorativi dalla data di ricevimento della risposta del richiedente, il gestore di rete dà corso alle richieste;
- nel caso in cui l'iter sia stato curato dal richiedente, quest'ultimo, entro 30 giorni lavorativi dalla data di ricevimento di tale informativa, comunica al gestore di rete l'avvenuta conclusione, con esito negativo, dell'iter autorizzativo richiedendo una nuova soluzione tecnica o l'annullamento del preventivo con restituzione della parte del corrispettivo per la connessione versata al momento dell'accettazione del preventivo, maggiorata degli interessi legali maturati. Entro 30 giorni lavorativi dalla data di ricevimento della comunicazione da parte del richiedente, il gestore di rete dà corso alle richieste.

L'elaborazione, da parte del gestore di rete, di una nuova soluzione tecnica per la connessione comporta la modifica, ma non la decadenza, del precedente preventivo, ivi incluse le condizioni economiche.

- *Attività da svolgere comuni per i diversi procedimenti autorizzativi*

Il richiedente, ai sensi dell'articolo 36 del TICA, a seguito dell'ottenimento delle autorizzazioni per la costruzione e l'esercizio dell'impianto di produzione, registra il medesimo impianto all'interno del sistema GAUDÌ presente nel portale informatico di Terna[21] e trasmette al gestore di rete l'attestazione di avvenuta registrazione dell'anagrafica impianto.

Nel caso in cui il procedimento autorizzativo unico o l'iter per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'impianto di produzione abbia avuto esito negativo, a decorrere:
- dalla data di ricevimento dell'informativa inviata dal richiedente ovvero
- dalla data in cui il gestore di rete riceve comunicazione dell'esito negativo da parte dell'ente autorizzante (o dell'improcedibilità dell'iter autorizzativo medesimo), anche a seguito di richiesta di informativa da parte del medesimo gestore di rete,

decade il preventivo accettato per la connessione ed entro i successivi 30 giorni lavorativi, il gestore di rete restituisce la parte del corrispettivo per la connessione versata al momento dell'accettazione del preventivo, maggiorata degli interessi legali maturati.

Realizzazione e attivazione della connessione

Il richiedente, dopo aver accettato il preventivo e riservato la capacità di rete, è tenuto a realizzare le opere, come indicate nel preventivo, strettamente necessarie all'assestamento delle infrastrutture dell'impianto di rete per la connessione presso il punto di connessione e, una volta ultimate tali opere, deve darne comunicazione al gestore di rete inviando anche la documentazione attestante il pagamento della quota del corrispettivo per la connessione non versata all'atto dell'accettazione del preventivo e l'attestazione di avvenuta registrazione dell'anagrafica impianto all'interno del sistema GAUDÌ rilasciata da Terna, qualora non già trasmessa al medesimo gestore di rete.

[21] https://mercato.terna.it/gaudi/.

Il tempo di realizzazione della connessione è il tempo intercorrente tra la data di completamento dei lavori nel punto di connessione e la data di completamento della connessione. Tale tempo deve, al massimo, essere pari a:

- 30 giorni lavorativi, nel caso di lavori semplici;
- 90 giorni lavorativi, nel caso di lavori complessi, aumentato di 15 giorni lavorativi per ogni chilometro di linea da realizzare in media tensione eccedente il primo chilometro.

Nei casi in cui per la realizzazione della connessione risulti necessario effettuare interventi sulla rete di alta tensione, il tempo di realizzazione della connessione è indicato dal gestore di rete nel preventivo per la connessione, descrivendo gli interventi da effettuare sulle infrastrutture in alta tensione. Nei casi in cui l'impianto per la connessione implichi interventi su infrastrutture di altri gestori di rete, si applica quanto previsto nel paragrafo 2.16.

Qualora la data di completamento dei lavori nel punto di connessione fosse antecedente ai termini previsti per la presentazione, da parte del gestore di rete, delle eventuali richieste di autorizzazione in capo al medesimo gestore di rete per la realizzazione dell'impianto di rete per la connessione e per gli interventi sulla rete esistente ove previsti, il tempo di realizzazione della connessione decorre dal termine ultimo previsto per la presentazione delle richieste di autorizzazione da parte del gestore di rete.

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

- 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;
- nei soli casi in cui sia necessaria l'installazione e manutenzione delle apparecchiature di misura dell'energia elettrica prodotta, ai sensi della deliberazione 595/2014/R/eel, la comunicazione attestante che le opere necessarie alla corretta installazione delle apparecchiature di misura dell'energia elettrica prodotta sono state ultimate;
- 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.

Il gestore di rete, entro 5 giorni lavorativi dal ricevimento della documentazione completa precedentemente descritta, 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 inviata dal richiedente. Qualora la documentazione precedentemente descritta risulti incompleta, con le medesime tempistiche il gestore di rete procede a inviare una richiesta di integrazione al richiedente.

Terminata la realizzazione dell'impianto di connessione, il gestore di rete invia al richiedente la comunicazione di completamento della realizzazione della connessione e di disponibilità all'entrata in esercizio della connessione. Nella predetta comunicazione, segnala gli eventuali ulteriori obblighi a cui il richiedente deve adempiere affinché la connessione possa essere attivata. Contestualmente, il gestore di rete segnala a Terna, per il tramite del sistema GAUDÌ, il completamento dell'impianto per la connessione.

Il gestore di rete attiva la connessione entro 10 giorni lavorativi a decorrere dall'ultima tra:

- la data di attivazione nel sistema GAUDÌ dello stato di "UP Abilitata ai fini dell'Attivazione e dell'Esercizio" e "Impianto Abilitato ai fini dell'Attivazione e dell'Esercizio" e

- la data di ricevimento dei documenti necessari all'attivazione della connessione in prelievo, trasmessi dalla società di vendita, nei soli casi in cui l'energia elettrica prelevata non sia unicamente destinata all'alimentazione dei servizi ausiliari dell'impianto di produzione[22].

Ai fini dell'attivazione della connessione, 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 è trasmesso secondo modalità che consentano l'immediato ricevimento (fax, posta elettronica certificata, portale informatico qualora disponibile).

Il gestore di rete predispone il regolamento di esercizio e lo invia al richiedente entro 20 giorni lavorativi dalla data di ricevimento dell'accettazione del preventivo nel caso di lavori semplici ovvero, nel caso di lavori complessi, almeno 20 giorni lavorativi prima della data presunta di completamento della connessione nel rispetto delle tempistiche previste dal TICA o, nel caso di realizzazione in proprio dell'impianto di rete per la connessione, almeno 20 giorni lavorativi prima della data presunta di completamento della connessione come comunicata dal richiedente negli aggiornamenti dei crono programmi come richiesti dai gestori di rete nelle proprie MCC. Il richiedente completa e sottoscrive il regolamento di esercizio e lo re-invia al gestore di rete. Dopo aver ricevuto il regolamento di esercizio e dopo aver verificato la completezza delle informazioni, il gestore di rete provvede a segnalare nel sistema GAUDÌ l'avvenuta sottoscrizione del regolamento di esercizio. Entro 10 giorni lavorativi dalla data di ricevimento del regolamento di esercizio, verificata la completezza delle informazioni, il gestore di rete provvede a segnalare nel sistema 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.

Per attivare la connessione, effettuando il primo parallelo con la rete dell'unità di produzione (UP) e del relativo impianto, il gestore di rete deve:
- effettuare una verifica in loco dell'impianto al fine di assicurarsi che quanto dichiarato dal richiedente nello schema unifilare di misura dell'impianto e nelle schede tecniche di misura relative alle apparecchiature di misura installate dal medesimo richiedente corrisponda allo stato dei luoghi;
- verificare la corrispondenza fra i dati comunicati dal richiedente nel sistema GAUDÌ, e lo stato dei luoghi, con particolare riferimento alle informazioni relative al punto di connessione e alla taglia dell'impianto;
- verificare che il richiedente abbia sottoscritto un contratto per la fornitura dell'energia elettrica prelevata, riferito al medesimo punto di connessione ovvero a un punto di connessione separato attraverso cui è prelevata l'energia elettrica destinata all'alimentazione dei servizi ausiliari dell'impianto di produzione. 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 a 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. Decorsi 10 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

[22] Nel caso in cui l'energia elettrica prelevata sia unicamente destinata all'alimentazione dei servizi ausiliari dell'impianto di produzione, il gestore di rete provvede a 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. Decorsi 10 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.

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;

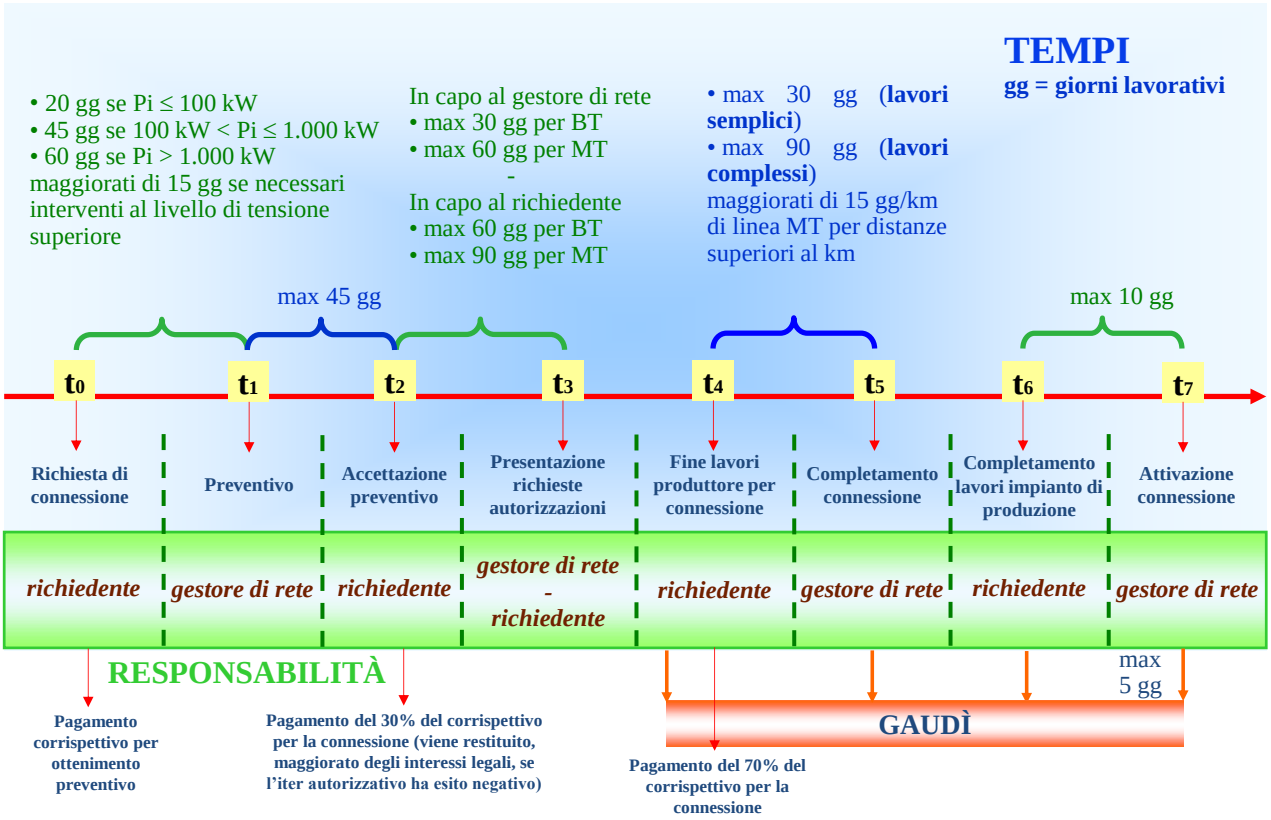
- nel solo caso di UP a configurazione semplice:
  - verificare che il richiedente abbia completato tutte le attività necessarie alla conclusione con esito positivo delle attività finalizzate all'abilitazione ai fini della misura delle unità di produzione a configurazione semplice;
  - completare tutte le attività funzionali all'abilitazione delle medesime UP ai fini della misura.

Qualora il produttore si opponga all'accesso del personale del gestore di rete in sede di attivazione della connessione, il medesimo gestore non procede all'attivazione della connessione e sospende il termine per l'attivazione della connessione, dandone comunicazione al produttore stesso e al GSE nel caso in cui l'impianto di produzione possa essere ammesso a beneficiare di incentivi.
I gestori di rete, all'atto dell'attivazione della connessione, redigono un verbale di attivazione (o mancata attivazione) della connessione, strutturato in modo tale da assicurare una descrizione puntuale su quanto emerso nel corso della verifica in loco (descrizione delle attività svolte e informazioni essenziali riguardanti l'impianto di produzione, accompagnata da apposita documentazione fotografica).

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

- confermare l'entrata in esercizio dell'impianto nel sistema GAUDÌ, inserendo la data di attivazione della connessione ed entrata in esercizio dell'UP e del relativo impianto;
- comunicare al sistema GAUDÌ, secondo le modalità previste da Terna e sulla base della comunicazione inviata al gestore di rete, con dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà firmata dal futuro produttore e dal futuro cliente finale, che attesti la tipologia di ASSPC associata.

La seguente figura 2.1 riassume le modalità procedurali standard che ogni gestore di rete e ogni richiedente sono tenuti a rispettare in bassa e media tensione.



- figura 2.1 -

Indennizzi automatici

Il gestore di rete è tenuto a versare, salvo cause di forza maggiore o cause imputabili al richiedente o a terzi, un indennizzo automatico pari a 20 €/giorno per ogni giorno lavorativo di ritardo nei seguenti casi:

- ritardo nella messa a disposizione del preventivo (commi 7.1 e 13bis.1 del TICA);
- ritardo nella messa a disposizione del preventivo per il quale è stata richiesta la modifica prima dell'accettazione (comma 7.5 del TICA);
- ritardo nella messa a disposizione del preventivo per il quale è stata richiesta la modifica dopo l'accettazione (comma 7.8 del TICA);
- ritardo nella registrazione nel sistema GAUDÌ, secondo le modalità definite da Terna, dei dati anagrafici relativi al punto di connessione oggetto della richiesta di connessione, del relativo codice POD, del codice di rintracciabilità della pratica di connessione, del valore della potenza disponibile in immissione e in prelievo al termine del processo di connessione, entrambi espressi in kW, dell'indicazione sulla tipologia di punto di connessione (immissione pura o di immissione e prelievo) e, nel caso di punto di immissione e prelievo, della tipologia di ASSPC dichiarata in fase di richiesta di connessione (comma 7.8bis del TICA);
- ritardo nella presentazione di eventuali richieste di autorizzazione in capo al gestore di rete (comma 9.6 del TICA);
- ritardo nella messa a disposizione delle informazioni necessarie alla predisposizione della documentazione da presentare nell'ambito del procedimento autorizzativo (comma 9.9 del TICA);
- ritardo nella restituzione del 30% del corrispettivo per la connessione, maggiorato degli interessi legali, versato dal richiedente all'atto dell'accettazione del preventivo, nel caso in cui il procedimento autorizzativo unico o l'iter per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'impianto di produzione abbia avuto esito negativo (comma 9.11 del TICA);

- ritardo nella restituzione del 30% del corrispettivo per la connessione, maggiorato degli interessi legali, versato dal richiedente all'atto dell'accettazione del preventivo, nel caso in cui l'iter di autorizzazione per la realizzazione dell'impianto di rete per la connessione e/o l'iter di autorizzazione per gli interventi sulla rete esistente ove previsti, qualora disgiunti dall'iter per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'impianto di produzione, abbiano avuto esito negativo e si sia proceduto ad annullare il preventivo (comma 9.12 del TICA);
- ritardo nella comunicazione dell'avvenuta conclusione dell'iter autorizzativo e il suo esito negativo, nel caso in cui l'iter di autorizzazione per la realizzazione dell'impianto di rete per la connessione e/o l'iter di autorizzazione per gli interventi sulla rete esistente ove previsti, qualora disgiunti dall'iter per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'impianto di produzione sia stato curato dal gestore di rete, richiedendo se debba riavviare l'iter con una nuova soluzione tecnica o procedere ad annullare il preventivo restituendo la parte del corrispettivo per la connessione versata al momento dell'accettazione del preventivo, maggiorata degli interessi legali maturati (comma 9.12, lettera a), del TICA);
- ritardo nel dare corso alle richieste del soggetto richiedente secondo quanto previsto dal precedente punto (comma 9.12, lettera a), del TICA) ovvero secondo quanto previsto dal comma 9.12, lettera b), del TICA (comma 9.12, lettera b), del TICA);
- ritardo nell'attivazione della connessione (commi 10.8 e 10.11 del TICA);
- ritardo nella predisposizione del regolamento di esercizio e nell'invio al richiedente (comma 10.9 del TICA);
- ritardo, a seguito del ricevimento del regolamento di esercizio da parte del richiedente e della verifica della completezza delle informazioni, nella segnalazione nel sistema GAUDÌ dell'avvenuta sottoscrizione del medesimo (comma 10.9 del TICA);
- ritardo nel confermare l'entrata in esercizio dell'impianto di produzione nel sistema GAUDÌ (comma 10.12 del TICA);
- ritardo nel dare corso alle richieste del soggetto richiedente e alle disposizioni del comma 13bis.1 del TICA a seguito del ricevimento della Parte I completa del Modello Unico (comma 13bis.1 del TICA);
- ritardo nel comunica nel sistema GAUDÌ, secondo le modalità definite da Terna, le informazioni di cui all'articolo 3, comma 5, del decreto ministeriale 19 maggio 2015, nonché le informazioni di cui al comma 7.8bis del TICA, indicando, tra le tipologie di ASSPC, quella denominata SSP-A (comma 13bis.3 del TICA);
- ritardo, a seguito del ricevimento della Parte II completa del Modello Unico, nell'inserimento delle relative informazioni nel sistema GAUDÌ, ivi inclusa la data di ultimazione dei lavori dell'impianto di produzione, come rilevata dal predetto Modello Unico, nonché la predetta data di ricevimento della Parte II completa del Modello Unico (comma 13bis.4, lettera b), del TICA);
- ritardo, a seguito del ricevimento della Parte II completa del Modello Unico, nell'attivazione della connessione (comma 13bis.4, lettera c), del TICA);
- ritardo, a seguito dell'attivazione della connessione di cui al precedente punto, nell'invio al GSE, ai fini dell'attivazione della convenzione di scambio sul posto, delle informazioni relative all'anagrafica del cliente finale titolare del codice POD, del codice IBAN e di un recapito del medesimo cliente, nonché del codice di rintracciabilità della pratica di connessione e del codice CENSIMP del corrispondente impianto di produzione (comma 13bis.7 del TICA);
- ritardo, dopo aver ricevuto lo schema unifilare in allegato alla Parte I del Modello Unico, nella comunicazione al richiedente della presenza di eventuali inesattezze, affinché quest'ultimo possa correggere gli errori presenti (comma 13bis.8, lettera b), del TICA);
- ritardo nell'invio al richiedente, nel caso si avvalga della facoltà di realizzazione in proprio dell'impianto di rete per la connessione, degli elementi necessari alla realizzazione della connessione secondo gli standard realizzativi (comma 16.2 del TICA);

- ritardo nell'effettuare il collaudo per la messa in esercizio dell'impianto di rete, nel caso in cui il richiedente si avvalga della facoltà di realizzazione in proprio dell'impianto per la connessione (comma 16.5 del TICA);
- ritardo nella restituzione del 30% del corrispettivo per la connessione, maggiorato degli interessi legali, già versato dal richiedente all'atto dell'accettazione del preventivo, nel caso in cui il richiedente si avvalga della facoltà di realizzazione in proprio dell'impianto per la connessione (comma 16.6 del TICA);
- ritardo nella restituzione, qualora positiva, della differenza tra il costo relativo alle opere realizzate dal richiedente, come individuato nella STMG, e il corrispettivo per la connessione, nel caso in cui il richiedente si avvalga della facoltà di realizzazione in proprio dell'impianto per la connessione (comma 16.6 del TICA);
- ritardo, a seguito del ricevimento della richiesta di parere in merito alla persistenza delle condizioni di realizzabilità della STMG, nella verifica se la medesima STMG è ancora realizzabile e nella comunicazione degli esiti di tale verifica al responsabile del procedimento e al richiedente (commi 33.5 e 33.6 del TICA);
- ritardi nella effettuazione di tutte le attività disciplinate dagli articoli 34 e 35 in merito al coordinamento tra gestori di rete (articoli 34 e 35 del TICA);
- ritardo, a seguito del ricevimento della richiesta di voltura, nella comunicazione ai soggetti interessati (soggetto subentrante e soggetto cedente) dell'esito positivo della richiesta di voltura e delle informazioni relative (comma 35bis.5 del TICA);
- ritardo, a seguito dell'esito positivo delle verifiche relative alla richiesta di voltura, nella comunicazione al sistema GAUDÌ dell'anagrafica del produttore subentrante e dell'associazione di tale anagrafica con quella dell'impianto di produzione oggetto della pratica di connessione volturata a decorrere dalla data da cui ha effetti la voltura (comma 35bis.5 del TICA);
- ritardo, a seguito dell'esito negativo delle verifiche relative alla richiesta di voltura, nella comunicazione ai soggetti interessati (soggetto subentrante e soggetto cedente) dell'esito negativo della richiesta di voltura, specificandone i relativi motivi (comma 35bis.6 del TICA);
- ritardo, a seguito del ricevimento da parte del richiedente dello schema unifilare di misura e delle schede tecniche di misura, nella comunicazione degli esiti delle relative verifiche nel caso di unità di produzione a configurazione semplice (comma 36bis.2, lettera b), del TICA) ovvero di unità di produzione a configurazione complessa (comma 36ter.2, lettera b), del TICA);
- ritardo, nel caso di decadenza di una pratica di connessione relativa a un impianto di produzione registrato nel sistema GAUDÌ, nella comunicazione nel sistema GAUDÌ, secondo modalità definite da Terna, della decadenza della pratica di connessione, riportando anche la data in cui la pratica di connessione è decaduta (comma 36sexties.1 del TICA);
- ritardo, a seguito del ricevimento da parte del richiedente che abbia deciso di fare decadere la pratica di connessione per propria rinuncia, nella comunicazione nel sistema GAUDÌ, secondo modalità definite da Terna, della decadenza della pratica di connessione, riportando anche la data in cui la pratica di connessione è decaduta (comma 36sexties.2 del TICA);
- ritardo, secondo modalità e tempistiche definite da Terna, nella registrazione dell'avvenuta messa in conservazione dell'UP o dell'impianto di produzione, nonché delle date da cui la messa in conservazione ha effetto (comma 36septies.2 del TICA);
- ritardo, a seguito della richiesta di riattivazione dell'UP o dell'impianto di produzione, nella verifica che effettivamente la richiesta di riattivazione non necessiti di modifiche da apportare alla connessione o alla documentazione a essa associata (comma 36octies.2 del TICA);
- ritardo, a seguito della verifica positiva di cui al precedente punto, nella validazione nel sistema GAUDÌ della richiesta di riattivazione, nonché della data da cui essa ha effetto (comma 36octies.2 del TICA);

- ritardo, secondo modalità e tempistiche definite da Terna, nella validazione dell'avvio della procedura di dismissione dell'UP ovvero dell'impianto di produzione, nonché delle date da cui tale avvio ha effetto (comma 36novies.2 del TICA).

Il gestore di rete è tenuto a versare, salvo cause di forza maggiore o cause imputabili al richiedente o a terzi, un indennizzo automatico pari al maggior valore tra 20 €/giorno e il 5% del totale del corrispettivo per la connessione per ogni giorno lavorativo di ritardo della realizzazione della connessione fino a un massimo di 120 giorni lavorativi.

Il gestore di rete è tenuto a comunicare al richiedente il verificarsi di cause di forza maggiore o di cause imputabili al richiedente o a terzi che comportino la mancata corresponsione dell'indennizzo automatico.

Gli indennizzi automatici precedentemente descritti sono corrisposti dal gestore di rete al richiedente entro 30 giorni solari dalla data di effettuazione della prestazione richiesta per la quale è stato riscontrato un ritardo. In caso di mancata corresponsione dell'indennizzo automatico da parte del gestore di rete entro le predette tempistiche, l'indennizzo automatico da erogare è aumentato di 10 € per ogni giorno lavorativo di ritardo. Se il ritardo nell'erogazione dell'indennizzo supera i 90 giorni solari, l'indennizzo automatico da erogare è aumentato di 40 € per ogni giorno lavorativo di ritardo.

I gestori di rete implementano, entro il 31 luglio 2012, un sistema di tracciatura degli indennizzi automatici erogati, in termini di numero e di entità, oltre che di tutte le richieste di indennizzo automatico inoltrate dai richiedenti. In quest'ultimo caso, il gestore di rete valuta se l'indennizzo richiesto è effettivamente dovuto e se l'importo da erogare coincide con quello eventualmente richiesto: in caso contrario, il gestore di rete comunica al richiedente, entro 30 giorni lavorativi dalla data di ricevimento della richiesta, le motivazioni alla base della mancata o della parziale erogazione.

Agevolazioni previste per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili e per gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento

I gestori di rete trattano in via prioritaria le richieste di connessione e la realizzazione delle connessioni di impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili ovvero di cogenerazione ad alto rendimento rispetto agli impianti tradizionali. A tal fine, le tempistiche richiamate nel presente paragrafo, nel caso di connessioni di impianti non alimentati da fonti rinnovabili né di cogenerazione ad alto rendimento, possono subire modifiche, stabilite dai gestori di rete nelle proprie MCC, fino a raddoppiare.

2.8.2 Condizioni economiche

Impianti alimentati da fonti rinnovabili e impianti di cogenerazione ad alto rendimento

Il corrispettivo per la connessione di impianti alimentati da fonti rinnovabili, centrali ibride che rispettano le condizioni di cui all'articolo 8, comma 6, del decreto legislativo n. 387/03 o di cogenerazione ad alto rendimento, espresso in €, è il minor valore tra:

$$A = CP_A \cdot P + CM_A \cdot P \cdot D_A + 100$$

$$B = CP_B \cdot P + CM_B \cdot P \cdot D_B + 6.000$$

dove:

- CP_A = 35 €/kW e CM_A = 90 €/(kW·km);
- CP_B = 4 €/kW e CM_B = 7,5 €/(kW·km);

- P è la potenza ai fini della connessione, pari al maggiore valore tra zero e la potenza aggiuntiva richiesta in immissione (a sua volta pari alla differenza, se positiva, tra la potenza richiesta in immissione e la potenza già disponibile per la connessione prima degli interventi);
- D_A è la distanza in linea d'aria tra il punto di connessione e la più vicina cabina di trasformazione MT/BT esistente da almeno 5 anni;
- D_B è la distanza in linea d'aria tra il punto di connessione e la più vicina stazione di trasformazione AT/MT esistente da almeno 5 anni.

Nei casi di nuova connessione in cavo interrato, i corrispettivi CM devono essere moltiplicati per 2, mentre, nel caso di richieste di connessione di impianti di produzione di energia elettrica che non siano raggiungibili con strada percorribile da automezzi o che siano separati dagli impianti di distribuzione esistenti da tratti di mare, di lago o laguna, i corrispettivi CM e CP sono moltiplicati per 3.

Nei casi di nuova connessione, qualora la linea sia in parte in cavo interrato e in parte in linea aerea, il corrispettivo per la connessione, espresso in €, è pari a:

$$\min\begin{cases} A = CP_A \cdot P + CM_A \cdot P \cdot D_A \cdot \dfrac{D_{aereo}}{D_{totale}} + 2 \cdot CM_A \cdot P \cdot D_A \cdot \dfrac{D_{cavo}}{D_{totale}} + 100 \\ B = CP_B \cdot P + CM_B \cdot P \cdot D_B \cdot \dfrac{D_{aereo}}{D_{totale}} + 2 \cdot CM_B \cdot P \cdot D_B \cdot \dfrac{D_{cavo}}{D_{totale}} + 6.000 \end{cases}$$

dove, oltre ai termini già definiti prima:
- D_{cavo} è la lunghezza reale della linea di connessione realizzata in cavo interrato;
- D_{aereo} è la lunghezza reale della linea di connessione realizzata in linea aerea;
- D_{totale} è la lunghezza reale della linea di connessione, pari alla somma di D_{cavo} e D_{aereo}.

Nei casi di adeguamento di una connessione esistente, qualora la linea sia in parte in cavo interrato e in parte in linea aerea, il corrispettivo per la connessione, espresso in €, è il minor valore tra:

$$A = CP_A \cdot P + CM_A \cdot P \cdot D_A + 100$$
$$B = CP_B \cdot P + CM_B \cdot P \cdot D_B + 6.000$$

Il corrispettivo per la connessione è versato dal richiedente al gestore di rete:
- per il 30% all'atto di accettazione del preventivo, anche nel caso in cui il richiedente scelga di realizzare in proprio la connessione;
- per il 70% all'atto della comunicazione di completamento delle opere strettamente necessarie alla realizzazione fisica della connessione.

I gestori di rete, nelle proprie MCC, in alternativa a quanto precedentemente previsto e fino a importi individuati dai medesimi e non superiori a 2.000 €, prevedono un unico versamento del corrispettivo per la connessione all'atto dell'accettazione del preventivo.

Infine, il corrispettivo esclude i costi di gestione delle autorizzazioni che dovranno essere versati separatamente al gestore di rete, se gestite dal medesimo, nonché i costi di collaudo che dovranno essere versati al gestore di rete nel caso in cui il richiedente decida di realizzare in proprio l'impianto di rete per la connessione.

Il corrispettivo per la connessione, come precedentemente definito, è convenzionale, non dipende dal punto di connessione né dall'effettiva distanza di connessione; inoltre, i corrispettivi CP e CM della formula A sono riferiti ai costi medi delle soluzioni di connessione in bassa tensione, mentre i corrispettivi CP e CM della formula B sono riferiti ai costi medi delle soluzioni di connessione in media tensione.

BOX 1 – POTENZA AI FINI DELLA CONNESSIONE

La potenza ai fini della connessione è determinata secondo la seguente sequenza.

Prima del processo di connessione si valuta la ***potenza già disponibile per la connessione (PDC)*** *come il valore massimo tra la* ***potenza già disponibile in immissione (PDI),*** *che è la massima potenza che può essere immessa in un punto di connessione esistente senza che l'utente sia disconnesso prima della richiesta di connessione e la* ***potenza già disponibile in prelievo (PDP)*** *che è la massima potenza che può essere prelevata in un punto di connessione esistente prima della richiesta di connessione, senza che il cliente finale sia disalimentato.*

$$\boldsymbol{PDC = max(PDI;\ PDP)}$$

Noto il valore della ***potenza in immissione richiesta (PIR),*** *che costituisce l'oggetto principale della richiesta di connessione, si valuta la* ***potenza aggiuntiva richiesta in immissione (PAR)*** *che è la differenza tra la potenza in immissione richiesta e la potenza già disponibile per la connessione.*

$$PAR = PIR - PDC$$

A questo punto, la potenza ai fini della connessione (P) è pari al maggiore valore tra zero e la potenza aggiuntiva richiesta in immissione.

$$\boldsymbol{P = max(0;\ PAR)}$$

Adempimenti relativi alle centrali ibride e agli impianti di cogenerazione ad alto rendimento

Nel caso di centrali ibride per le quali sono stati applicati i corrispettivi convenzionali di cui al precedente paragrafo, il richiedente deve:

- trasmettere al gestore di rete, oltre che al GSE, all'atto della richiesta di connessione, una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà recante l'attestazione del rispetto delle condizioni di cui all'articolo 8, comma 6, del decreto legislativo n. 387/03 sulla base dei dati di progetto;
- dimostrare per 4 anni mediante una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà, dall'anno di entrata in esercizio fino al terzo anno solare successivo incluso, che sono rispettate le condizioni di cui all'articolo 8, comma 6, del decreto legislativo n. 387/03 sulla base dei dati reali di esercizio. Qualora non siano verificate tali condizioni per uno o più anni, per ogni anno il richiedente versa una penale al gestore di rete pari al 25% del corrispettivo per la connessione definito nel preventivo che si riferisce alla richiesta di connessione della medesima centrale ibrida. I gestori di rete versano tali corrispettivi nel Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di cui all'articolo 48, comma 48.1, lettera b), del Testo Integrato Trasporto.

Nel caso di impianti di produzione di energia elettrica di cogenerazione ad alto rendimento per i quali sono stati applicati i corrispettivi convenzionali di cui al precedente paragrafo, il richiedente deve:

- trasmettere al gestore di rete, oltre che al GSE, all'atto della richiesta di connessione, una dichiarazione analoga a quella di cui all'articolo 8, comma 2, del decreto ministeriale 5 settembre 2011, sulla base dei dati di progetto dell'impianto o delle sezioni che lo costituiscono;
- dimostrare per 4 anni mediante una dichiarazione analoga a quella di cui all'articolo 8, comma 2, del decreto ministeriale 5 settembre 2011, per il primo periodo di esercizio[23] e per i 3 anni solari successivi, che sono verificate le condizioni del decreto ministeriale 5 settembre 2011

[23] Il primo periodo di esercizio di una unità di produzione combinata di energia elettrica e calore, definito all'articolo 1, comma 1.1, dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06, è il periodo intercorrente tra la data di inizio del periodo di avviamento di una unità di produzione combinata di energia elettrica e calore e il 31 dicembre dello stesso anno.

sulla base dei dati di esercizio a consuntivo delle sezioni che costituiscono l'impianto di produzione di energia elettrica cogenerativo. Qualora non siano verificate tali condizioni per uno o più anni, per ogni anno il richiedente versa una penale al gestore di rete pari al 25% della differenza tra il corrispettivo per la connessione definito nel preventivo che si riferisce alla richiesta di connessione del medesimo impianto di produzione di energia elettrica cogenerativo e il corrispettivo per la connessione definito secondo quanto previsto per gli impianti non alimentati da fonti rinnovabili né di cogenerazione ad alto rendimento. I gestori di rete versano tali corrispettivi nel Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di cui all'articolo 48, comma 48.1, lettera b), del Testo Integrato Trasporto.

Impianti non alimentati da fonti rinnovabili né cogenerativi ad alto rendimento

Il corrispettivo per la connessione di impianti non alimentati da fonti rinnovabili né di cogenerazione ad alto rendimento è pari al massimo tra il corrispettivo definito per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili o di cogenerazione ad alto rendimento e il costo determinato sulla base di soluzioni tecniche standard, pubblicate dal gestore di rete unitamente ai relativi costi medi.

2.8.3 Condizioni tecniche

Riferimenti normativi

Le regole tecniche di connessione sono indicate:
- per le connessioni in bassa tensione, nella Norma CEI 0-21;
- per le connessioni in media tensione, nella Norma CEI 0-16.

Si evidenzia che, sulla base del regolamento 714/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, la Commissione europea ha emanato, tra l'altro, il regolamento (UE) 2016/631 che istituisce un codice di rete relativo ai requisiti per la connessione dei generatori di energia elettrica alla rete elettrica (regolamento RfG – *Requirements for Generators*).

Il regolamento RfG istituisce un codice di rete che stabilisce i requisiti per la connessione degli impianti di generazione di energia elettrica al sistema interconnesso, vale a dire i gruppi di generazione sincroni, i parchi di generazione e i parchi di generazione *offshore*. Esso contribuisce ad assicurare condizioni di concorrenza eque nel mercato interno dell'energia elettrica, a garantire la sicurezza del sistema e l'integrazione delle fonti di energia rinnovabili e a facilitare gli scambi commerciali di energia elettrica nel territorio dell'Unione europea. Il regolamento stabilisce inoltre obblighi intesi a permettere che i gestori di sistema utilizzino in modo appropriato le capacità degli impianti di generazione di energia elettrica, su base trasparente e non discriminatoria, al fine di garantire condizioni di parità in tutta l'Unione europea.

Il regolamento RfG:
- è obbligatorio in tutti i propri elementi in ciascuno degli Stati membri;
- è entrato in vigore il 17 maggio 2016 (20 giorni dalla data di pubblicazione del medesimo regolamento nella Gazzetta ufficiale dell'Unione europea);
- trova applicazione a decorrere dal 27 aprile 2019 (3 anni dalla data di pubblicazione del medesimo regolamento nella Gazzetta ufficiale dell'Unione europea) per i "nuovi gruppi di generazione".

Inoltre, il regolamento RfG prevede che:
- salvo disposizione contraria, i requisiti relativi alla connessione si applicano ai nuovi gruppi di generazione;
- i requisiti del regolamento RfG non si applicano ai gruppi di generazione esistenti (al netto di alcune casistiche descritte nell'articolo 4, paragrafo 1, del medesimo regolamento RfG).

Considerando le disposizioni del regolamento RfG e quanto previsto dalle successive deliberazioni dell'Autorità 384/2018/R/eel (approvazione delle modifiche, anche ai sensi del regolamento RfG, agli Allegati A.4, A.11, A.17, A.53 e A.68 al Codice di rete di Terna), 592/2018/R/eel (approvazione delle modifiche al Codice di rete di Terna ai fini dell'implementazione in Italia del Regolamento RfG e contestuale integrazione del Testo Integrato Connessioni Attive) e 539/2019/R/eel (ulteriore approvazione delle modifiche al Codice di rete di Terna ai fini dell'implementazione in Italia dei regolamenti europei in materia di connessioni), si evince che in Italia[24]:

- gli impianti di produzione di energia elettrica già entrati in esercizio alla data del 13 luglio 2018 (data di entrata in vigore della deliberazione 384/2018/R/eel) possano essere classificati tra gli impianti esistenti ai sensi e per gli effetti del regolamento RfG;
- gli impianti di produzione di energia elettrica entrati in esercizio successivamente alla data del 13 luglio 2018, per i quali i relativi titolari abbiano concluso un contratto finale e vincolante per l'acquisto dei macchinari di generazione principali entro il 17 maggio 2018 e per i quali siano state comunicate le conclusioni dei predetti contratti al pertinente gestore di sistema e a Terna entro il 17 novembre 2018, possano essere classificati tra gli impianti esistenti ai sensi e per gli effetti del regolamento RfG.

Si evidenzia, a tal proposito, che, come condiviso nell'ambito del tavolo tecnico delle Autorità di regolazione europee competente per le valutazioni sull'implementazione del regolamento RfG, la scadenza del 17 novembre 2018 entro cui trasmettere i contratti al pertinente gestore di sistema e a Terna è da considerarsi non vincolante. Rimane, invece, vincolante, per la classificazione come impianto esistente ai fini dell'applicazione del regolamento RfG, la scadenza del 17 maggio 2018 entro la quale occorre aver perfezionato il contratto finale e vincolante per l'acquisto dei macchinari di generazione principali.

A seguito dell'approvazione, da parte dell'Autorità, delle modifiche al Codice di rete di Terna ai fini dell'implementazione in Italia del Regolamento RfG, il Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI), previa richiesta dell'Autorità, ha aggiornato le versioni del 2016 della Norma CEI 0-16 e della Norma CEI 0-21 nelle parti che afferiscono alle condizioni tecniche per la connessione per renderle coerenti con il nuovo quadro tecnico normativo.

L'Autorità, con la deliberazione 149/2019/R/eel, ha specificato le tempistiche a decorrere dalle quali trovano applicazione la Norme CEI 0-16 – Edizione 2019 e la Norma CEI 0-21 – Edizione 2019 (in luogo delle relative edizioni del 2016), prevedendo, con particolare riferimento agli impianti di produzione di energia elettrica, che:

- la Norma CEI 0-16 – Edizione 2016 e la Norma CEI 0-21 – Edizione 2016 si continuano ad applicare:
  - nel caso di impianti classificabili come esistenti ai sensi del regolamento RfG, come implementato con la deliberazione 592/2018/R/eel;
  - nel caso di connessioni alle reti elettriche di bassa e media tensione, ai sensi del TICA, attivate entro il 21 dicembre 2019;
- la Norma CEI 0-16 – Edizione 2019 e la Norma CEI 0-21 – Edizione 2019 si applicano per le connessioni di nuovi impianti che non rientrano nelle casistiche descritte nel precedente alinea;
- ai fini dell'attestazione della conformità dei dispositivi installati e della certificazione della rispondenza alle disposizioni tecniche previste dalla Norma CEI 0-16 – Edizione 2019 ovvero dalla Norma CEI 0-21 – Edizione 2019:

[24] Con riferimento a una maggiore descrizione in relazione alla classificazione degli impianti di produzione di energia elettrica tra gli impianti di produzione esistenti ai sensi e per gli effetti del regolamento RfG, si rimanda al relativo comunicato dell'Autorità del 13 febbraio 2019, disponibile nel sito internet dell'Autorità all'indirizzo www.arera.it/it/comunicati/19/190213.htm.

- nel caso di richieste di connessione presentate fino al 30 settembre 2020, in relazione alle quali trovano applicazione la Norma CEI 0-16 – Edizione 2019 e la Norma CEI 0-21 – Edizione 2019, la conformità alle medesime Norme CEI è attestata dai costruttori tramite dichiarazioni sostitutive di atto di notorietà redatte ai sensi del D.P.R. n. 445/00;
- nel caso di richieste di connessione presentate dal 1 ottobre 2020, la conformità alla Norma CEI 0-16 – Edizione 2019 e alla Norma CEI 0-21 – Edizione 2019 è attestata tramite dichiarazione redatta dai costruttori sulla base dei test report effettuati presso un laboratorio di terza parte accreditato secondo CEI UNI EN ISO/IEC 17025 ovvero sotto la sorveglianza e responsabilità di apposito organismo certificatore che sia accreditato secondo CEI UNI EN ISO/IEC 17065;
- in deroga a quanto indicato nel precedente alinea, nel caso dei generatori rotanti direttamente connessi, la conformità alla Norma CEI 0-16 – Edizione 2019 e alla Norma CEI 0-21 – Edizione 2019 è attestata dai costruttori tramite dichiarazioni sostitutive di atto di notorietà redatte ai sensi del D.P.R. n. 445/00 anche nel caso di richieste di connessione presentate dal 1 aprile 2020.

Il contratto di connessione

I rapporti tra il gestore di rete interessato alla connessione e il richiedente, ai fini dell'erogazione del servizio di connessione, sono regolati nel contratto di connessione. Tale contratto è redatto sulla base delle condizioni previste nel TICA e reca, inoltre, le condizioni per la gestione dell'impianto di rete per la connessione, nonché per l'interoperabilità tra il medesimo e l'impianto elettrico che si connette, ivi incluso il regolamento di esercizio.

2.8.4 Ulteriori agevolazioni nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili o di cogenerazione ad alto rendimento

Connessione di un lotto di impianti di produzione

Un lotto di impianti di produzione è un gruppo di impianti di produzione distinti, alimentati da fonti rinnovabili e/o di cogenerazione ad alto rendimento, ubicati sullo stesso terreno o su terreni adiacenti eventualmente separati unicamente da strada, strada ferrata o corso d'acqua. Gli impianti di produzione che compongono un lotto devono avere una potenza in immissione richiesta tale da consentire, per ciascuno di essi, l'erogazione del servizio di connessione esclusivamente in bassa o media tensione.

Qualora il richiedente abbia la necessità di connettere un lotto di impianti di produzione, deve presentare una richiesta di connessione, unica per ciascun lotto di impianti di produzione. Tale richiesta deve indicare per ogni impianto appartenente al lotto, oltre ai dati e alle informazioni previste nel caso di un singolo impianto di produzione, anche il numero degli impianti che fanno parte del lotto e la potenza in immissione complessivamente richiesta, pari alla somma delle potenze in immissione richieste per ciascun impianto di produzione appartenente al lotto. Il corrispettivo per la messa a disposizione del preventivo è riferito alla potenza in immissione complessivamente richiesta.

Il gestore di rete predispone un unico preventivo che prevede la realizzazione di una connessione per ciascun impianto di produzione appartenente al lotto. Il livello di tensione a cui è erogato il servizio di connessione per ciascun impianto di produzione appartenente al lotto è determinato facendo riferimento alla potenza in immissione richiesta di ciascun impianto. Qualora necessario, si applicano le modalità di coordinamento tra gestori di rete come previsto nel paragrafo 2.16.

Qualora la potenza in immissione richiesta per l'intero lotto non superi 6.000 kW, si applicano le condizioni previste per le connessioni alle reti in bassa e media tensione; nel caso in cui la potenza

in immissione richiesta sia maggiore di 6.000 kW, si applicano le condizioni previste per la connessione alle reti in alta e altissima tensione.

Nel caso in cui si applichino le condizioni per la connessione previste per le reti in bassa e media tensione, i parametri D_A e D_B per il calcolo dei corrispettivi per la connessione sono determinati considerando la media delle distanze calcolate relativamente a ciascun punto di connessione degli impianti di produzione appartenenti al lotto.

Qualora un medesimo richiedente presenti, nell'arco di 6 mesi, più richieste di connessione alla rete di impianti di produzione riconducibili alla fattispecie di lotto di impianti di produzione, le tempistiche per la messa a disposizione del preventivo e per la realizzazione della connessione, per le richieste di connessione successive alla prima, sono raddoppiate.

Nel caso in cui il servizio di connessione sia richiesto per un lotto di impianti e debba essere erogato in bassa tensione, qualora debba essere realizzata una cabina di trasformazione presso il richiedente, il gestore di rete richiede al richiedente il terreno o il locale per la realizzazione della cabina. Il terreno e/o il locale sono ceduti o resi disponibili al gestore di rete a titolo gratuito.

Realizzazione in proprio della connessione

Per connessioni di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e di cogenerazione ad alto rendimento e qualora la connessione sia erogata a un livello di tensione nominale superiore a 1 kV, al richiedente è data facoltà di realizzare in proprio l'impianto per la connessione nelle parti che non implichino l'effettuazione di interventi sulla rete elettrica esistente, vale a dire, di norma, la realizzazione dell'eventuale linea elettrica e dell'impianto per la consegna. Il gestore di rete può consentire al richiedente di realizzare gli interventi sulla rete esistente, fatte salve le esigenze di sicurezza e la salvaguardia della continuità del servizio elettrico.

In questi casi, all'atto dell'accettazione del preventivo, il richiedente invia, oltre a quanto previsto per l'accettazione del preventivo, la richiesta di realizzazione in proprio della porzione di impianto per la connessione secondo quanto specificato nel preventivo per la connessione.

Il gestore di rete, entro 10 giorni lavorativi dalla data di ricevimento dell'istanza, è tenuto a inviare al richiedente gli elementi necessari alla realizzazione della connessione secondo gli standard realizzativi del medesimo gestore. Il gestore di rete prevede la sottoscrizione di un contratto con il richiedente in cui sono regolate le tempistiche, i corrispettivi e le responsabilità della realizzazione, ivi incluse quelle associate a eventuali difetti strutturali che si dovessero presentare a seguito dell'acquisizione delle opere, nel rispetto di quanto previsto dal TICA, tenendo conto che l'impianto di rete e gli eventuali interventi sulla rete esistente oggetto del contratto potrebbero servire per dar seguito ad altre richieste di connessione nei termini e nei tempi regolati dal TICA. Ai fini della sottoscrizione del contratto è necessario che il richiedente abbia inviato al gestore di rete l'attestazione di avvenuta registrazione dell'anagrafica impianto all'interno del sistema GAUDÌ rilasciata da Terna. Il gestore di rete prevede la possibilità di rivalersi nei confronti del referente qualora le clausole contrattuali non siano rispettate e la possibilità di sciogliere il contratto, riassumendo la responsabilità della realizzazione dell'impianto di rete per la connessione.

A seguito dell'ottenimento delle autorizzazioni necessarie, il richiedente invia al gestore di rete il progetto esecutivo degli impianti da realizzare al fine di ottenere dal gestore di rete il parere di rispondenza ai requisiti tecnici. Contestualmente all'invio del progetto esecutivo, il richiedente invia anche la documentazione attestante il pagamento del corrispettivo di collaudo a preventivo.

A seguito dell'ottenimento del parere positivo sulla rispondenza del progetto ai requisiti tecnici, il richiedente avvia i lavori. Il gestore di rete, durante la realizzazione dell'impianto di rete per la connessione da parte del richiedente, effettua, ove necessario e in contradditorio con il richiedente, le verifiche in corso d'opera. A conclusione di ciascuna verifica in corso d'opera, è redatto un

verbale, sottoscritto dal gestore di rete e dal richiedente, attestante le attività svolte. Al termine della realizzazione in proprio, il richiedente invia al gestore di rete la comunicazione del termine dei lavori, unitamente a tutta la documentazione necessaria per il collaudo, l'esercizio e la gestione dei relativi tratti di rete.

Il gestore di rete, entro 20 giorni lavorativi dalla data di ricevimento della comunicazione del termine dei lavori, effettua, in contradditorio con il richiedente, il collaudo finale, funzionale alla messa in esercizio dell'impianto di rete per la connessione e redige un verbale, sottoscritto dal gestore di rete e dal richiedente, attestante le attività svolte e il tempo impiegato. A conclusione dell'attività di collaudo, il gestore di rete calcola il corrispettivo di collaudo a conguaglio sulla base delle ore effettive, opportunamente dettagliate e motivate, dedicate a ciascuna delle tre fasi dell'attività di collaudo medesima, ivi comprese quelle dedicate agli eventuali ulteriori collaudi finali, nel caso in cui i precedenti collaudi finali abbiano avuto esito negativo. La differenza tra il corrispettivo di collaudo a conguaglio e il corrispettivo di collaudo a preventivo è versata, entro 60 giorni lavorativi dal completamento del collaudo e comunque non prima dell'attivazione della prima connessione all'impianto di rete oggetto di acquisizione da parte del gestore di rete, dal richiedente al gestore di rete se positiva ovvero dal gestore di rete al richiedente se negativa. In caso di ritardo nei pagamenti, si applicano gli interessi legali. I costi inerenti al collaudo sono a carico del richiedente, anche qualora dovesse avere esito negativo.

Il gestore di rete prende in consegna gli impianti realizzati dal richiedente e ne perfeziona l'acquisizione dopo aver completato le attività di propria competenza. Il gestore di rete comunica altresì al richiedente l'avvenuto completamento dei lavori e la disponibilità all'attivazione della connessione, segnalando gli eventuali ulteriori obblighi a cui il richiedente deve adempiere affinché la connessione possa essere attivata. Infine, il gestore di rete segnala a Terna, per il tramite del sistema GAUDÌ, il completamento dell'impianto per la connessione.

Qualora i produttori non si rendano disponibili per la cessione dell'impianto di rete per la connessione, il gestore di rete:

- invia, con modalità che ne attestino l'avvenuto ricevimento, un primo sollecito. Il richiedente, qualora intenda contestare il contenuto dell'atto di cessione, può avvalersi della procedura di risoluzione delle controversie ai sensi della deliberazione 188/2012/E/com secondo le modalità ivi previste;
- decorsi inutilmente 3 mesi dal sollecito di cui al precedente alinea o qualora l'Autorità non accolga l'eventuale reclamo presentato ai sensi della deliberazione 188/2012/E/com, invia, con modalità che ne attestino l'avvenuto ricevimento, un ulteriore ultimo sollecito prevedendo che l'impianto di produzione possa essere disconnesso nel caso in cui il richiedente continui a non rendersi disponibile per completare la cessione;
- decorsi ulteriori 3 mesi dal predetto ultimo sollecito, disconnette l'impianto di produzione dalla propria rete fino al perfezionamento dell'atto di cessione/acquisizione delle opere realizzate.

Durante il periodo che intercorre tra la data di avvio della procedura di risoluzione delle controversie ai sensi della deliberazione 188/2012/E/com e la data della relativa conclusione, le tempistiche precedentemente richiamate si intendono sospese.

Entro 60 giorni lavorativi dal completamento del collaudo e comunque non prima dell'attivazione della prima connessione, sia essa relativa all'impianto oggetto della richiesta o di altra utenza, all'impianto di rete oggetto di acquisizione da parte del gestore di rete, previa stipula dell'atto di acquisizione delle opere realizzate, il gestore di rete restituisce al richiedente il corrispettivo già versato dal medesimo richiedente all'atto dell'accettazione del preventivo, maggiorato degli interessi legali. Il gestore di rete versa anche un corrispettivo pari alla differenza, se positiva, tra il costo relativo alle opere realizzate dal richiedente, come individuato nella STMG, e il corrispettivo per la connessione previsto nel preventivo. Qualora detta differenza sia negativa, è versata dal richiedente al gestore di rete entro le medesime tempistiche. In caso di ritardo, si applicano gli interessi legali.

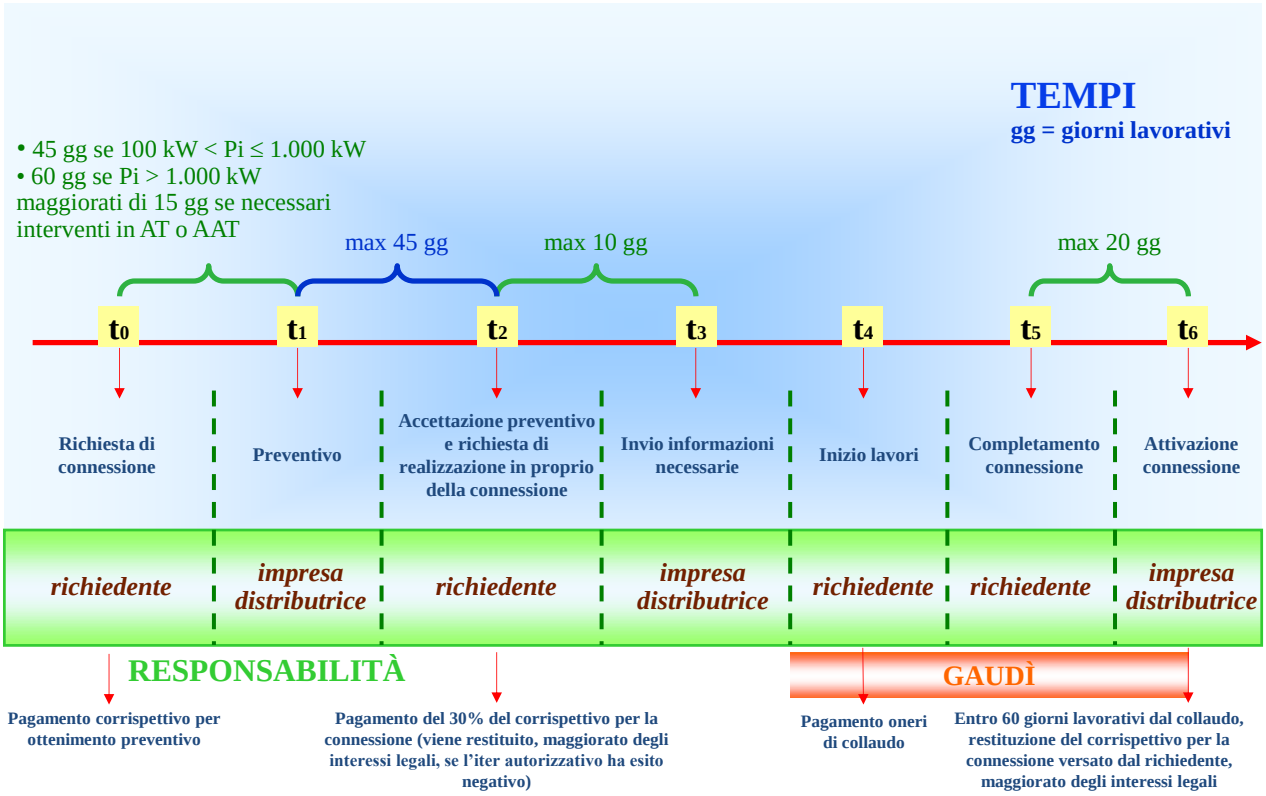
Nel caso di lotto di impianti di produzione, l'esercizio della facoltà di realizzare in proprio la connessione comporta che la realizzazione sia curata dal richiedente con riferimento a tutte le connessioni del lotto. Tale facoltà può quindi essere esercitata qualora tutte le connessioni siano erogate a un livello di tensione nominale superiore a 1 kV.

Qualora l'impianto di rete per la connessione, o una sua parte, sia condiviso tra più richiedenti e qualora nessun richiedente abbia già sottoscritto il contratto per la realizzazione in proprio dell'impianto di rete per la connessione:

- i richiedenti che hanno in comune l'impianto di rete per la connessione, o una sua parte, sono tenuti ad accordarsi sulla scelta di realizzare in proprio, o meno, la parte condivisa dell'impianto di rete per la connessione. Il gestore di rete definisce un tempo massimo per formulare tale richiesta concordata tra le parti, prevedendo che, in caso di mancato accordo, la parte condivisa dell'impianto di rete per la connessione è realizzata dal medesimo gestore di rete;
- qualora i richiedenti si accordino per la realizzazione in proprio della parte condivisa dell'impianto di rete per la connessione, sono tenuti a indicare un referente che costituirà l'unica interfaccia del gestore di rete. In questo caso, il gestore di rete prevede la sottoscrizione di un contratto in cui sono regolate le tempistiche, i corrispettivi e le responsabilità della realizzazione, nel rispetto di quanto previsto dal TICA. Il gestore di rete prevede la possibilità di rivalersi nei confronti del referente qualora le clausole contrattuali non siano rispettate e la possibilità di sciogliere il contratto, riassumendo la responsabilità della realizzazione dell'impianto di rete per la connessione.

Qualora l'impianto di rete per la connessione, o una sua parte, sia condiviso tra più richiedenti e qualora un richiedente abbia già sottoscritto il contratto per la realizzazione in proprio dell'impianto di rete per la connessione, il gestore di rete ne dà comunicazione a tutti i richiedenti coinvolti. Nei confronti del soggetto che sta già realizzando in proprio l'impianto di rete per la connessione si applicano tutte le clausole contrattuali previste nel caso in cui il richiedente decida di realizzare in proprio l'impianto di rete per la connessione.

La seguente figura 2.2 riassume le modalità procedurali standard, al netto degli iter autorizzativi, che ogni gestore di rete e ogni richiedente sono tenuti a rispettare per le connessioni in media tensione, nel caso in cui il richiedente realizzi in proprio l'impianto di rete per la connessione.



- figura 2.2 -

2.8.5 Impianti fotovoltaici ex decreto ministeriale 19 maggio 2015 e impianti di microcogenerazione ex decreto ministeriale 16 marzo 2017: condizioni procedurali ed economiche

Impianti fotovoltaici ex decreto ministeriale 19 maggio 2015

Un impianto fotovoltaico ex decreto ministeriale 19 maggio 2015 è un impianto fotovoltaico avente tutte le seguenti caratteristiche:

- realizzato presso clienti finali già dotati di punti di prelievo attivi in bassa tensione;
- avente potenza non superiore a quella già disponibile in prelievo;
- avente potenza nominale non superiore a 20 kW;
- per il quale sia contestualmente richiesto l'accesso al regime dello scambio sul posto;
- realizzato sui tetti degli edifici con le modalità di cui all'articolo 7-bis, comma 5, del decreto legislativo n. 28/11[25];
- caratterizzato da assenza di ulteriori impianti di produzione sullo stesso punto di connessione.

[25] L'articolo 7-bis, comma 5, del decreto legislativo n. 28/11 prevede che "*Ferme restando le disposizioni tributarie in materia di accisa sull'energia elettrica, l'installazione di impianti solari fotovoltaici e termici con le modalità di cui all'articolo 11, comma 3, del decreto legislativo n. 115 del 2008* (n.d.A.: nel caso degli impianti fotovoltaici, gli interventi di incremento dell'efficienza energetica che prevedano l'installazione dei medesimi impianti fotovoltaici aderenti o integrati nei tetti degli edifici con la stessa inclinazione e lo stesso orientamento della falda e i cui componenti non modificano la sagoma degli edifici stessi, sono considerati interventi di manutenzione ordinaria e non sono soggetti alla disciplina della denuncia di inizio attività)*, su edifici non ricadenti fra quelli di cui all'articolo 136, comma 1, lettere b) e c), del decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42* (n.d.A.: edifici non ricadenti tra le ville, i giardini e i parchi, non tutelati dalle disposizioni della Parte seconda del decreto legislativo n. 42/04, che si distinguono per la loro non comune bellezza, i complessi di cose immobili che compongono un caratteristico aspetto avente valore estetico e tradizionale, inclusi i centri e i nuclei storici)*, non è subordinata all'acquisizione di atti amministrativi di assenso, comunque denominati*".

Con il decreto ministeriale 19 maggio 2015[26] è stato approvato il Modello Unico (allegato 1 al medesimo decreto ministeriale 19 maggio 2015) che i richiedenti sono tenuti a utilizzare ai fini della gestione delle richieste finalizzate alla realizzazione, connessione ed esercizio degli impianti fotovoltaici come definiti al precedente periodo. Il Modello Unico è costituito da una Parte I recante i dati da fornire prima dell'inizio dei lavori e da una Parte II recante i dati da fornire alla fine dei lavori; esse sostituiscono, rispettivamente, la richiesta di connessione e la comunicazione di ultimazione dei lavori dell'impianto di produzione.

Impianti di microcogenerazione ex decreto ministeriale 16 marzo 2017

Un impianto di microcogenerazione ex decreto ministeriale 16 marzo 2017 è un impianto di microcogenerazione ad alto rendimento ovvero un impianto di microcogenerazione alimentato da fonti rinnovabili avente tutte le seguenti caratteristiche:

- realizzato presso clienti finali già dotati di punti di prelievo attivi in bassa o media tensione;
- avente potenza non superiore a quella già disponibile in prelievo;
- alimentato a biomassa, biogas, bioliquidi ovvero a gas metano o GPL;
- per il quale sia contestualmente richiesto l'accesso al regime dello scambio sul posto;
- ove ricadente nell'ambito di applicazione del Codice dei beni e delle attività culturali di cui al decreto legislativo n. 42/04, non determini alterazione dello stato dei luoghi e dell'aspetto esteriore degli edifici;
- avente capacità di generazione inferiore a 50 kWe;
- caratterizzato da assenza di ulteriori impianti di produzione sullo stesso punto di connessione.

Con il decreto ministeriale 16 marzo 2017[27] sono stati approvati i Modelli Unici (allegati 1 e 2 al medesimo) che i richiedenti sono tenuti a utilizzare ai fini della gestione delle richieste finalizzate alla realizzazione, connessione ed esercizio degli impianti di microcogenerazione ad alto rendimento e degli impianti di microcogenerazione alimentati da fonti rinnovabili come precedentemente individuati. I Modelli Unici sono costituiti da una Parte I recante i dati da fornire prima dell'inizio dei lavori e da una Parte II recante i dati da fornire alla fine dei lavori; esse sostituiscono, rispettivamente, la richiesta di connessione e la comunicazione di ultimazione dei lavori dell'impianto di produzione.

Sezione autonoma delle MCC dedicata agli impianti fotovoltaici ex decreto ministeriale 19 maggio 2015 e agli impianti di microcogenerazione ex decreto ministeriale 16 marzo 2017

Le MCC devono prevedere una sezione autonoma dedicata agli impianti fotovoltaici ex decreto ministeriale 19 maggio 2015 e agli impianti di microcogenerazione ex decreto ministeriale 16 marzo 2017, opportunamente predisposta affinché sia di semplice e veloce lettura da parte dei richiedenti e recante:

- le modalità per la presentazione della Parte I del Modello Unico, ivi inclusa la specificazione della documentazione richiesta;
- le informazioni relative alle eventuali opere di competenza del richiedente, ivi incluse quelle relative all'alloggiamento dell'apparecchiatura di misura dell'energia elettrica prodotta;
- la descrizione delle procedure da seguire e dei corrispettivi da versare, distinguendo il caso in cui si rendano necessari solo lavori semplici limitati all'apparecchiatura di misura dagli altri casi;

[26] Recante "*Approvazione di un modello unico per la realizzazione, la connessione e l'esercizio di piccoli impianti fotovoltaici integrati sui tetti degli edifici*".

[27] Recante "*Approvazione dei modelli unici per la realizzazione, la connessione e l'esercizio di impianti di microcogenerazione ad alto rendimento e di microcogenerazione alimentati da fonti rinnovabili*".

- le modalità e i tempi entro i quali l'impresa distributrice effettua le verifiche previste dall'articolo 3, comma 4, del decreto ministeriale 19 maggio 2015[28] ovvero dall'articolo 3, comma 4, del decreto ministeriale 16 marzo 2017[29];
- gli adempimenti a cui è tenuto il richiedente durante la fase di esercizio dell'impianto fotovoltaico ovvero dell'impianto di microcogenerazione;
- i soggetti ai quali il richiedente dovrà rivolgersi per le varie evenienze che potranno presentarsi durante la vita dell'impianto fotovoltaico ovvero dell'impianto di microcogenerazione, indicando anche un contatto telefonico e un indirizzo di posta elettronica.

Condizioni procedurali ed economiche per gli impianti fotovoltaici ex decreto ministeriale 19 maggio 2015 e per gli impianti di microcogenerazione ex decreto ministeriale 16 marzo 2017

Le richieste di connessione nel caso di un impianto fotovoltaico ex decreto ministeriale 19 maggio 2015 ovvero nel caso di un impianto di microcogenerazione ex decreto ministeriale 16 marzo 2017 sono presentate all'impresa distributrice sulla cui rete insiste il punto di connessione già esistente e utilizzato per i prelievi di energia elettrica, esclusivamente qualora l'unico impianto di produzione per cui si richiede la connessione non condivida il punto di connessione esistente con altri impianti di produzione. Allo scopo occorre inviare esclusivamente la Parte I del corrispondente Modello Unico con i relativi allegati, riportando anche i seguenti dati:
- lo schema elettrico unifilare relativo alla connessione dell'impianto di produzione;
- il valore della potenza nominale in uscita dall'inverter del gruppo di generazione (ove presente);
- qualora siano presenti sistemi di accumulo, il valore della capacità del sistema di accumulo espressa in kWh, il valore della potenza nominale del convertitore mono/bidirezionale del sistema di accumulo, precisando se la connessione sia lato corrente continua ovvero lato corrente alternata nel solo caso di sistemi di accumulo lato produzione.

Nel solo caso di impianti di microcogenerazione ex decreto ministeriale 16 marzo 2017 occorre riportati anche i seguenti dati:
- il valore del fattore di potenza;
- il valore della potenza efficiente lorda espressa in kW;
- il valore della potenza efficiente netta espressa in kW;
- il valore della potenza termica efficiente netta espressa in kWt;
- il valore percentuale atteso di utilizzo associato a ogni combustibile dichiarato;
- la tipologia dell'impianto di produzione, selezionando tra combustione interna, microturbine, a utilizzo diretto del vapore endogeno, con singolo o doppio flash, ciclo binario.

Il gestore di rete, entro 20 giorni lavorativi dalla data di ricevimento della Parte I del Modello Unico:

---

[28] L'articolo 3, comma 4, del decreto ministeriale 19 maggio 2015 prevede che "*il gestore di rete, entro 20 giorni lavorativi dalla ricezione della parte I del modello unico, verifica che:*
i. la domanda sia compatibile con le condizioni di cui all'articolo 2, comma 1, lettere da a) a d) (n.d.A.: impianti fotovoltaici realizzati presso clienti finali già dotati di punti di prelievo attivi in bassa tensione, aventi potenza non superiore a quella già disponibile in prelievo, aventi potenza nominale non superiore a 20 kW, per i quali sia contestualmente richiesto l'accesso al regime dello scambio sul posto), *dandone comunicazione al soggetto richiedente;*
ii. per l'impianto siano previsti lavori semplici per la connessione limitati all'installazione del gruppo di misura.".

[29] L'articolo 3, comma 4, del decreto ministeriale 16 marzo 2017 prevede che "*il gestore di rete, entro 20 giorni lavorativi dalla ricezione della parte I del modello unico, verifica che:*
i. la domanda sia compatibile con le condizioni di cui all'articolo 2, comma 1, lettere a) e b) (n.d.A.: impianti di microcogenerazione realizzati presso clienti finali già dotati di punti di prelievo attivi in bassa o media tensione e aventi potenza non superiore a quella già disponibile in prelievo), *dandone comunicazione al soggetto richiedente;*
ii. per l'impianto siano previsti lavori semplici per la connessione limitati all'installazione del gruppo di misura.".

- qualora l'impianto fotovoltaico soddisfi tutti i requisiti previsti dal decreto ministeriale 19 maggio 2015 ovvero l'impianto di microcogenerazione soddisfi tutti i requisiti previsti dal decreto ministeriale 16 marzo 2017 e richieda, ai fini della connessione, lavori semplici limitati all'installazione dei gruppi di misura:
  - ne dà informazione al richiedente evidenziando il codice di rintracciabilità della pratica;
  - dà avvio alla procedura per la connessione;
  - dà seguito alle comunicazioni e l'inserimento dei dati previsti dall'articolo 3, comma 5, del decreto ministeriale 19 maggio 2015 ovvero dall'articolo 3, comma 5, del decreto ministeriale 16 marzo 2017;
  - predispone il regolamento d'esercizio;
  - addebita al richiedente il corrispettivo omnicomprensivo per la connessione, pari a 100 euro;
- qualora l'impianto fotovoltaico soddisfi tutti i requisiti previsti dal decreto ministeriale 19 maggio 2015 ovvero l'impianto di microcogenerazione soddisfi tutti i requisiti previsti dal decreto ministeriale 16 marzo 2017 e richieda, ai fini della connessione, lavori semplici non limitati all'installazione delle apparecchiature di misura ovvero lavori complessi:
  - ne dà motivata informazione al richiedente;
  - predispone il preventivo per la connessione;
  - addebita al richiedente il corrispettivo per l'ottenimento del preventivo indicato in tabella 2.1.

Qualora l'impianto fotovoltaico ovvero l'impianto di microcogenerazione non soddisfi tutti i requisiti previsti dal medesimo ministeriale 19 maggio 2015, ne dà motivata informazione al richiedente ed evidenzia la necessità di presentare la richiesta di connessione secondo le modalità indicate nel paragrafo 2.5. In tali casi trovano applicazione le normali condizioni previste dal TICA.

Gli addebiti precedentemente descritti sono effettuati secondo le modalità per cui il richiedente ha dato la propria autorizzazione nell'ambito della Parte I del Modello Unico. Nel caso in cui l'addebito non vada a buon fine, il gestore di rete ne dà comunicazione al richiedente e sospende la procedura di connessione fino a quando il pagamento sia completato.

Il gestore di rete comunica al sistema GAUDÌ, secondo le modalità definite da Terna, le seguenti informazioni:
- i dati dell'impianto fotovoltaico ovvero dell'impianto di microcogenerazione;
- i dati anagrafici relativi al punto di connessione oggetto della richiesta di connessione e il relativo codice 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 e prelievo);
- la tipologia di SSPC, indicando tra:
  - quella denominata SSP-A, nel caso di impianti fotovoltaici e di impianti di microcogenerazione alimentati da fonti rinnovabili con una potenza installata complessiva nel punto di connessione non superiore a 20 kW;
  - quella denominata SSP-B, nel caso di impianti di microcogenerazione alimentati da fonti rinnovabili con una potenza installata complessiva nel punto di connessione superiore a 20 kW e inferiore a 50 kW, nonché nel caso di impianti di microcogenerazione ad alto rendimento non alimentati da fonti rinnovabili e con una potenza installata complessiva nel punto di connessione inferiore a 50 kW.

Tale comunicazione deve essere effettuata:
- entro 25 giorni lavorativi dalla data di ricevimento della Parte I del Modello Unico, nei casi di impianto fotovoltaico che soddisfi tutti i requisiti previsti dal decreto ministeriale 19 maggio

2015 ovvero di impianto di microcogenerazione che soddisfi tutti i requisiti previsti dal decreto ministeriale 16 marzo 2017 e richieda, ai fini della connessione, lavori semplici limitati all'installazione dei gruppi di misura;
- entro 5 giorni lavorativi dalla data di ricevimento della comunicazione di accettazione del preventivo, nei casi di impianto fotovoltaico che soddisfi tutti i requisiti previsti dal decreto ministeriale 19 maggio 2015 ovvero di impianto di microcogenerazione che soddisfi tutti i requisiti previsti dal decreto ministeriale 16 marzo 2017 e richieda, ai fini della connessione, lavori semplici non limitati all'installazione dei gruppi di misura.

Nei casi di impianti fotovoltaici che soddisfino tutti i requisiti previsti dal decreto ministeriale 19 maggio 2015 ovvero di impianti di microcogenerazione che soddisfino tutti i requisiti previsti dal decreto ministeriale 16 marzo 2017 e richiedano, ai fini della connessione, lavori semplici limitati all'installazione dei gruppi di misura:
- il richiedente, una volta conclusi i lavori di realizzazione dell'impianto di produzione e le opere strettamente necessarie alla realizzazione fisica della connessione, invia al gestore di rete la Parte II del Modello Unico opportunamente compilata e sottoscritta unitamente all'aggiornamento dei dati aggiuntivi precedentemente comunicati contestualmente all'invio della Parte I del Modello Unico;
- il gestore di rete, entro 5 giorni lavorativi dal ricevimento della Parte II del Modello Unico, inserisce le relative informazioni nel sistema GAUDÌ, ivi inclusa la data di ultimazione dei lavori dell'impianto di produzione, come rilevata dal predetto Modello Unico;
- il gestore di rete, entro 10 giorni lavorativi a decorrere dalla data di ricevimento della Parte II del Modello Unico, attiva la connessione dell'impianto di produzione alla rete. A tal fine, 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 è trasmesso secondo modalità che consentano l'immediato ricevimento (fax, posta elettronica certificata, portale informatico qualora disponibile).

Nei casi di impianti fotovoltaici che soddisfino tutti i requisiti previsti dal decreto ministeriale 19 maggio 2015 ovvero di impianti di microcogenerazione che soddisfino tutti i requisiti previsti dal decreto ministeriale 16 marzo 2017 e richiedano, ai fini della connessione, lavori semplici non limitati all'installazione dei gruppi di misura:
- qualora intenda accettare il preventivo, il richiedente invia al gestore di rete, entro il termine di validità del medesimo preventivo (45 giorni lavorativi a decorrere dalla data di ricevimento, da parte del medesimo richiedente, del preventivo), una comunicazione di accettazione del preventivo corredata dalla documentazione attestante il pagamento del corrispettivo per la connessione descritto nel paragrafo 2.8.2. A tal fine fa fede la data di accettazione del preventivo per la connessione;
- il richiedente, una volta completate le opere strettamente necessarie alla connessione (qualora previste), invia al gestore di rete la comunicazione di completamento delle predette opere. Il tempo di realizzazione della connessione decorre dalla data di ricevimento, da parte del gestore di rete, di tale comunicazione ovvero dal termine ultimo per la presentazione delle richieste di autorizzazione da parte del gestore di rete, qualora necessarie (30 giorni lavorativi, per connessioni in bassa tensione, ovvero 60 giorni lavorativi, per connessioni in media tensione). Nel caso in cui non siano previste opere strettamente necessarie alla connessione né siano necessarie autorizzazioni, il tempo di realizzazione della connessione decorre dalla data di ricevimento, da parte del gestore di rete, della comunicazione completa di accettazione del preventivo;
- il richiedente, una volta conclusi i lavori di realizzazione dell'impianto di produzione, invia al gestore di rete la Parte II del Modello Unico opportunamente compilata e sottoscritta unitamente all'aggiornamento dei dati aggiuntivi precedentemente comunicati contestualmente all'invio della Parte I del Modello Unico;

- ai fini dell'attivazione della connessione, trovano applicazione le procedure e le tempistiche previste dai commi 10.6bis, 10.7 e 10.8 del TICA. A tal fine, la Parte II del Modello Unico sostituisce la dichiarazione di ultimazione dei lavori di realizzazione dell'impianto di produzione e non servono i documenti necessari all'attivazione della connessione in prelievo.

Ai fini dell'attivazione della connessione, trovano comunque applicazione le procedure previste dai commi 10.10, 10.10bis e 10.12 del TICA. A tal fine, non servono i documenti necessari all'attivazione della connessione in prelievo in quanto già presente. Trovano altresì applicazione i commi 10.13, 10.14 e 10.15 del TICA.

L'inserimento dei dati afferenti all'impianto nel sistema GAUDÌ, è effettuato dai gestori di rete, sulla base del mandato con rappresentanza a essi conferito ai sensi della Parte I del Modello Unico.

2.8.6 Impianti di produzione di potenza inferiore a 800 W: condizioni procedurali

Impianti di produzione di potenza inferiore a 800 W e impianti di produzione "Plug & Play"

Ai sensi del TICA, un "impianto di produzione di potenza inferiore a 800 W" è un impianto di produzione di potenza attiva nominale inferiore a 800 W. Rientrano in tale definizione anche gli "impianti di produzione "Plug & Play"".

Ai sensi del TICA, un "impianto di produzione "Plug & Play"" è un impianto di produzione di potenza attiva nominale inferiore o uguale a 350 W che risulta completo e pronto alla connessione diretta tramite spina a una presa dedicata e visivamente identificabile rispetto alle altre prese all'interno dell'impianto elettrico dell'unità di consumo. Tale impianto di produzione e il relativo impianto di utenza sono realizzati secondo quanto definito dalla Norma CEI 0-21.

Si evidenzia che, come previsto dal regolamento RfG e dal conseguente aggiornamento della Norma CEI 0-21, nel caso di impianti di produzione di potenza inferiore a 800 W non si applicano le disposizioni previste dal regolamento RfG.

Nel caso di richiesta di connessione di un impianto di produzione di potenza inferiore a 800 W da installare presso punti di connessione in cui è già attivo un contratto di fornitura di energia elettrica in prelievo con potenza disponibile non inferiore alla potenza dell'impianto di produzione da connettere, in aggiunta alle attuali modalità procedurali e condizioni tecnico-economiche per la connessione previste dal medesimo TICA, il richiedente la connessione può avvalersi di una modalità di connessione semplificata utilizzando lo strumento della Comunicazione Unica. Tale modalità di connessione, definita dal TICA, permette di godere di un iter di connessione iper semplificato rinunciando a usufruire di una remunerazione per l'eventuale energia elettrica prodotta e immessa in rete dall'impianto di produzione oggetto della richiesta di connessione.

Sezione autonoma delle MCC dedicata agli impianti di produzione di potenza inferiore a 800 W

Le MCC devono contenere una sezione autonoma dedicata agli impianti di produzione di potenza inferiore a 800 W, predisposta opportunamente affinché sia di semplice e rapida lettura da parte dei richiedenti e recante:

- le diverse modalità con cui può essere richiesta la connessione alla rete con obbligo di connessione di terzi nel caso di impianti di produzione di potenza inferiore a 800 W;
- le procedure da seguire per richiedere la connessione tramite la presentazione della Comunicazione Unica per gli impianti di produzione di potenza inferiore a 800 W, ivi inclusa la specificazione della documentazione richiesta, differenziando tra impianti di produzione di potenza inferiore a 800 W ma superiore a 350 W e impianti di produzione "Plug & Play";
- i diversi adempimenti a cui è tenuta l'impresa distributrice a seguito della presentazione della Comunicazione Unica;

- le facilitazioni e le limitazioni che comporta l'utilizzo della Comunicazione Unica;
- le modalità da seguire nel caso in cui si voglia procedere a un potenziamento dell'impianto di produzione di potenza inferiore a 800 W e i vincoli entro cui è possibile utilizzare per tale finalità la Comunicazione Unica;
- le modalità e i tempi per comunicare all'impresa distributrice l'eventuale volontà di dismettere l'impianto di produzione di potenza inferiore a 800 W.

Condizioni procedurali per gli impianti di produzione di potenza inferiore a 800 W

Le richieste di connessione nel caso di un impianto di produzione di potenza inferiore a 800 W tramite la Comunicazione Unica possono essere presentate esclusivamente nel caso in cui si voglia connettere alla rete elettrica un impianto di produzione di potenza inferiore a 800 W utilizzando un punto di connessione esistente nel quale:
- è attivo un contratto di fornitura di energia elettrica con potenza già disponibile in prelievo non inferiore alla potenza dell'impianto di produzione da connettere;
- non sono connessi ulteriori impianti di produzione.

Avvalendosi dello strumento della Comunicazione Unica per richiedere la connessione alla rete con obbligo di connessione di terzi di un impianto di produzione di potenza inferiore a 800 W il richiedente ha diritto alle semplificazioni previste e contemporaneamente accetta di essere soggetto alle limitazioni successivamente descritte.

Le richieste di connessione tramite Comunicazione Unica sono presentate all'impresa distributrice nella cui rete insiste il punto di connessione già esistente inviando esclusivamente il modulo di cui all'Allegato 1 del TICA e i relativi allegati. Non è previsto il pagamento di alcun corrispettivo per le richieste di connessione presentate tramite Comunicazione Unica.

Ai fini della richiesta di connessione tramite Comunicazione Unica, il soggetto che richiede la connessione è sempre e soltanto il soggetto che, in relazione all'impianto di produzione per il quale si sta presentando la comunicazione, intende rivestire la qualifica di produttore di energia elettrica.

Il richiedente, qualora non coincida con il cliente finale titolare del punto di connessione oggetto della richiesta di connessione, è tenuto ad allegare alla Comunicazione Unica il mandato ottenuto dal cliente finale per la presentazione della richiesta di connessione nel punto di connessione esistente.

Nel solo caso degli impianti di produzione di potenza inferiore a 800 W diversi dagli impianti di produzione "Plug & Play" la Comunicazione Unica trasmessa all'impresa distributrice deve contenere anche i seguenti allegati:
- lo schema elettrico unifilare definitivo dell'impianto di produzione, con evidenza dei generatori, degli eventuali inverter, dei dispositivi generali e dei dispositivi di sezionamento, e le modalità di connessione del medesimo impianto di produzione alla rete, secondo le Norme CEI applicabili;
- la dichiarazione di conformità dell'impianto di produzione alla regola dell'arte ai sensi della vigente normativa;
- la dichiarazione di conformità di eventuali dispositivi di conversione statica e di interfaccia installati;
- il regolamento di esercizio sottoscritto dal produttore. A tal fine ciascuna impresa distributrice predispone un modello di regolamento di esercizio conforme a quanto previsto dall'Allegato G bis alla Norma CEI 0-21, e lo rende disponibile ai richiedenti la connessione tramite il proprio sito internet.

Le richieste di modifica della connessione esistente al fine di effettuare interventi di potenziamento degli impianti di produzione di potenza inferiore a 800 W possono essere presentate e gestite

secondo le modalità previste fermo restando che la potenza nominale finale dei medesimi impianti di produzione a seguito del completamento degli interventi di potenziamento deve essere inferiore a 800 W.

L'invio della Comunicazione Unica all'impresa distributrice competente, completa degli allegati richiesti ai sensi del TICA, costituisce titolo abilitante per la connessione e l'attivazione di un impianto di produzione di potenza inferiore a 800 W. Nessuna altra attività deve essere svolta dal richiedente al fine di connettere il proprio impianto di produzione alla rete con obbligo di connessione di terzi.

Ai fini della connessione alla propria rete di un impianto di produzione di potenza inferiore a 800 W per il quale il richiedente si è avvalso della Comunicazione Unica, gli eventuali lavori svolti dall'impresa distributrice ai fini della connessione sono sempre classificati come "lavori semplici" ai sensi del TICA.

L'impresa distributrice, entro 5 giorni lavorativi dal ricevimento della Comunicazione Unica:
- nei soli casi in cui l'impianto di produzione di potenza inferiore a 800 W sia connesso tramite un punto di connessione dotato di un misuratore che a seguito di un intervento di riprogrammazione possa essere abilitato alla rilevazione sia dell'energia elettrica immessa che dell'energia elettrica prelevata, effettua la riprogrammazione del misuratore bidirezionale al fine di attivare la rilevazione dell'energia elettrica immessa in rete dall'impianto di produzione di potenza inferiore a 800 W;
- procede al censimento dell'impianto di produzione nel sistema GAUDÌ secondo le modalità definite da Terna;
- comunica al produttore e al cliente finale titolare del punto di connessione il codice CENSIMP del proprio impianto di produzione.

L'inserimento dei dati afferenti all'impianto di produzione di potenza inferiore a 800 W nel sistema GAUDÌ è effettuato dall'impresa distributrice, sulla base del mandato con rappresentanza a essa conferito ai sensi della Comunicazione Unica. A tal fine, l'impresa distributrice, in attuazione del comma 36bis.4 del TICA, inserisce nel sistema GAUDÌ lo schema elettrico unifilare qualora richiesto come allegato della Comunicazione Unica.

Avvalendosi della Comunicazione Unica al fine di connettere un impianto di produzione di potenza inferiore a 800 W il richiedente:
- non deve sottoscrivere alcun contratto di dispacciamento;
- può immettere in rete l'energia elettrica eccedentaria rispetto alle necessità di autoconsumo, purché nei limiti massimi della potenza installata e comunque nei limiti di una potenza inferiore a 800 W;
- rinuncia a qualsiasi remunerazione in relazione alla predetta energia elettrica immessa in rete.

A seguito dell'invio della Comunicazione Unica il richiedente acquisisce il diritto a immettere energia elettrica nella rete cui l'impianto di produzione è connesso nei limiti della potenza installata e nel rispetto:
- delle condizioni tecnico-economiche di accesso e di connessione alla rete stabilite dall'Autorità;
- del regolamento di esercizio, qualora previsto dalla normativa vigente;
- delle regole e degli obblighi posti a carico del richiedente contenuti nel Codice di rete;
- delle regole tecniche vigenti e applicabili nei casi specifici.

2.9 Realizzazione delle connessioni in alta e altissima tensione

2.9.1 Modalità procedurali

Il preventivo per la connessione

Il tempo di messa a disposizione del preventivo per la connessione e le altre tempistiche ritenute utili dal gestore di rete sono definiti nelle MCC del medesimo gestore.

Nei casi in cui sia attivato il coordinamento tra gestori di rete, si applica quanto previsto nel paragrafo 2.16.

Il richiedente può chiedere al gestore di rete una modifica del preventivo entro il termine di accettazione del preventivo. In questi casi, il richiedente, all'atto della richiesta di modifica del preventivo, versa al gestore di rete un corrispettivo pari alla metà di quello per la messa a disposizione del preventivo. Il gestore di rete, entro le medesime tempistiche di messa a disposizione del preventivo a decorrere dalla data di ricevimento della richiesta completa di modifica del preventivo, elabora un nuovo preventivo o rifiuta la richiesta di modifica del preventivo; in caso di rifiuto, il gestore di rete è tenuto a evidenziare le motivazioni.

Nel solo caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili e/o impianti di cogenerazione ad alto rendimento, qualora il richiedente chieda una modifica del preventivo che comporti una soluzione tecnica per la connessione più costosa di quella inizialmente indicata dal gestore di rete e qualora tale soluzione sia realizzabile, il corrispettivo per la connessione è pari alla somma tra:
- il corrispettivo inizialmente definito nel preventivo, e
- la differenza tra i costi medi convenzionali attribuibili alla soluzione tecnica scelta dal richiedente e i costi medi convenzionali attribuiti alla soluzione tecnica inizialmente indicata dal gestore di rete.

Il preventivo ha la validità definita dal gestore di rete nelle proprie MCC e deve, tra l'altro:
- recare la STMG per la connessione definita secondo i criteri previsti dal TICA e identificata, di norma, sulla base delle soluzioni di tipo convenzionale tra quelle indicate nelle regole tecniche di connessione;
- indicare il corrispettivo per la connessione, evidenziando le singole voci che lo compongono e indicando al richiedente le modalità e le tempistiche di pagamento, come definite dal gestore di rete nelle proprie MCC;
- indicare l'elenco degli adempimenti che risultano necessari ai fini dell'autorizzazione dell'impianto per la connessione, e degli eventuali interventi sulla rete esistente che si rendano strettamente necessari al fine del soddisfacimento della richiesta di connessione, unitamente a un prospetto informativo indicante l'origine da cui discende l'obbligatorietà di ciascun adempimento;
- indicare il termine previsto per la realizzazione della connessione, come definito nelle MCC;
- indicare un codice che identifichi univocamente la pratica di connessione (codice di rintracciabilità) unitamente al nominativo di un responsabile del gestore di rete a cui fare riferimento per tutto l'iter della pratica di connessione. A tal fine deve essere comunicato anche un contatto telefonico e un indirizzo di posta elettronica per poter comunicare col predetto responsabile della pratica;
- indicare le attività che dovranno essere effettuate parallelamente alla connessione per l'entrata in esercizio commerciale dell'impianto di produzione;
- indicare una specifica tecnica in cui siano indicate le modalità con le quali eseguire le opere di competenza del richiedente;
- indicare la specifica tecnica sulla misura;
- indicare le responsabilità inerenti al servizio di misura dell'energia elettrica prodotta, immessa e prelevata e quali criteri (in termini di posizionamento, accessibilità e caratteristiche) il

richiedente debba rispettare nella scelta e nell'installazione delle apparecchiature di misura, nel caso in cui il medesimo richiedente ne abbia la responsabilità;
- nel caso di connessioni a reti di distribuzione in alta tensione, il corrispettivo di collaudo a preventivo, calcolato dal gestore di rete moltiplicando, per ciascuna delle tre fasi dell'attività di collaudo (verifiche documentali, verifiche in corso d'opera e collaudo finale), il corrispettivo unitario di collaudo per le relative ore necessarie. Il preventivo reca anche la descrizione motivata, in relazione alla pratica di connessione specifica, delle tre fasi dell'attività di collaudo.

Nessun corrispettivo che non sia stato indicato nel preventivo potrà essere successivamente preteso dal gestore di rete nei confronti del richiedente per l'esecuzione dei lavori oggetto del preventivo medesimo, fatti salvi gli adeguamenti del corrispettivo di connessione a seguito di eventuali modifiche della soluzione per la connessione derivanti dalla procedura autorizzativa e fatti salvi gli adeguamenti dell'eventuale corrispettivo di collaudo.

Il preventivo accettato può essere ulteriormente modificato a seguito di imposizioni derivanti dall'iter autorizzativo ovvero di atti normativi (anche di carattere regionale), ovvero per altre cause fortuite o di forza maggiore non dipendenti dalla volontà del richiedente opportunamente documentate. In questi casi:
- la modifica del preventivo è effettuata dal gestore di rete a titolo gratuito entro le medesime tempistiche per la messa a disposizione del preventivo a decorrere dalla data di ricevimento della richiesta di modifica;
- il corrispettivo per la connessione è ricalcolato sulla base della nuova STMG, secondo quanto previsto dal TICA per le diverse tipologie di impianti di produzione. Per le suddette finalità il gestore di rete invierà la nuova STMG completa di tutte le informazioni previste dal TICA.

Il preventivo accettato può essere altresì modificato nei casi in cui la modifica del preventivo non comporta alterazioni della soluzione tecnica per la connessione o, previo accordo tra il gestore di rete e il richiedente, anche al fine di proporre nuove soluzioni tecniche che tengano conto dell'evoluzione del sistema elettrico locale.
Nel primo caso:
- il richiedente, all'atto della richiesta di modifica del preventivo, versa al gestore di rete un corrispettivo pari alla metà del corrispettivo per l'ottenimento del preventivo;
- il gestore di rete, entro le medesime tempistiche per la messa a disposizione del preventivo a decorrere dalla data di ricevimento della richiesta completa di modifica del preventivo, aggiorna il preventivo senza ulteriori oneri per il richiedente.

Nel secondo caso:
- se la richiesta di modifica è presentata dal richiedente, si applica quanto previsto nel caso di modifica del preventivo entro il termine di accettazione del preventivo;
- se la richiesta di modifica è presentata dal gestore di rete, la modifica del preventivo è effettuata dal gestore di rete a titolo gratuito e il corrispettivo per la connessione è ricalcolato sulla base della nuova STMG, secondo quanto previsto dal TICA per le diverse tipologie di impianti di produzione. Per le suddette finalità il gestore di rete invierà la nuova STMG completa di tutte le informazioni previste dal TICA.

Nel caso in cui il richiedente nella richiesta di connessione abbia indicato un punto esistente sulla rete al quale il gestore di rete deve riferirsi per la determinazione del preventivo per la connessione, il preventivo deve prevedere la connessione nel punto di rete indicato dal richiedente, tranne il caso in cui a parere del gestore di rete possa esistere una soluzione alternativa che consenta la connessione dell'intera potenza richiesta e di soddisfare l'esigenza di minimizzare la soluzione tecnica per la connessione; qualora nel punto di rete indicato dal richiedente non sia possibile effettuare la connessione dell'intera potenza in immissione richiesta, il preventivo per la connessione deve indicare la massima potenza in immissione che può essere connessa al predetto punto di rete e il gestore di rete è tenuto a indicare tutti i motivi e le spiegazioni atte a giustificare il

suddetto valore massimo di potenza. All'atto della comunicazione di accettazione del preventivo, il richiedente può optare, rinunciando alla soluzione per la connessione relativa al punto di rete indicato dal medesimo soggetto, per l'elaborazione di un nuovo preventivo relativo alla potenza in immissione richiesta; l'esercizio di tale opzione è considerato come una nuova richiesta di connessione:

- decorrente dalla predetta data di comunicazione;
- trattata sulla base delle informazioni precedentemente fornite dal richiedente;
- alla quale si applicano le condizioni procedurali, tecniche ed economiche di una normale richiesta di connessione.

Il gestore di rete, a seguito di specifica richiesta da parte del richiedente all'atto dell'accettazione del preventivo, può ricomprendere tra gli impianti di rete per la connessione l'impianto per la connessione inizialmente individuato come impianto di utenza per la connessione (limitatamente alla parte esterna al confine di proprietà dell'utente), a condizione che:

- il tratto di impianto di utenza per la connessione oggetto di ricomprensione sia realizzato secondo gli standard tecnici definiti dal medesimo gestore di rete nelle proprie MCC;
- vi sia la ragionevole certezza che il predetto tratto di impianto di utenza sia suscettibile di essere utilizzato per la connessione di altri impianti di produzione ovvero di unità di consumo;
- nel caso in cui il gestore di rete sia Terna, la ricomprensione dell'impianto per la connessione inizialmente individuato come impianto di utenza per la connessione possa adempiere, al fine di sviluppare la rete, alle soluzioni di connessione, definite dalla medesima Terna nelle proprie MCC, che riducono il più possibile la presenza di impianti di utenza per la connessione, ivi compresi i casi degli impianti eolici *offshore* (si veda il paragrafo 2.14.3).

Qualora la richiesta di ricomprensione sia accolta, il gestore di rete, entro le scadenze definite nelle proprie MCC, modifica il preventivo tenendo conto del fatto che l'infrastruttura inizialmente esterna alla propria rete ne diventa parte integrante.

Nel caso di connessioni alle reti di alta e altissima tensione, il gestore di rete, a seguito di specifica richiesta da parte del richiedente in qualunque momento dell'iter di connessione, può gestire l'impianto di utenza per la connessione sulla base di accordi tra le parti e sulla base di principi di trasparenza e non discriminazione definiti nelle proprie MCC.

Il gestore di rete, a seguito di specifica richiesta da parte del richiedente all'atto dell'accettazione del preventivo, è tenuto a ricomprendere tra gli impianti di rete per la connessione l'impianto per la connessione individuato inizialmente come impianto di utenza per la connessione. A seguito della richiesta di ricomprensione:

- il gestore di rete, entro tempistiche definite nelle proprie MCC, modifica il preventivo, tenendo conto del fatto che l'infrastruttura inizialmente esterna alla propria rete ne diventa parte integrante;
- gli oneri di esercizio e gestione di tali parti di impianto non possono essere posti a carico del richiedente.

Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG)

La STMG per la connessione può prevedere la presenza di impianti di utenza per la connessione nella parte compresa tra i confini di proprietà dell'utente a cui è asservita la connessione e il punto di connessione.

La STMG deve essere elaborata tenendo conto delle esigenze di sviluppo razionale delle reti elettriche, delle esigenze di salvaguardia della continuità del servizio e, al contempo, deve essere tale da non prevedere limitazioni permanenti della potenza di connessione nelle prevedibili condizioni di funzionamento del sistema elettrico. La STMG comprende:

- la descrizione dell'impianto di rete per la connessione corrispondente a una delle soluzioni tecniche convenzionali definite dal gestore di rete nelle MCC;
- l'individuazione, tra gli impianti di rete per la connessione, delle parti che possono essere progettate e realizzate a cura del richiedente;
- la descrizione degli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti che si rendano strettamente necessari al fine del soddisfacimento della richiesta di connessione;
- le eventuali modalità di esercizio di carattere transitorio dell'impianto elettrico del richiedente da adottarsi per il tempo necessario alla realizzazione degli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti di cui al punto precedente. In questo caso deve essere prevista una relazione che illustri le motivazioni tecniche sottostanti alla definizione di particolari condizioni e modalità di esercizio della connessione e dell'impianto del richiedente;
- i dati necessari per la predisposizione, in funzione delle particolari caratteristiche delle aree interessate dalla connessione, della documentazione da allegare alle richieste di autorizzazione alle amministrazioni competenti elaborata a partire dalla STMG.

La STMG deve essere accompagnata da un documento che indichi;
- i tempi di realizzazione degli interventi relativi all'impianto di rete per la connessione, al netto dei tempi necessari all'ottenimento delle relative autorizzazioni;
- i tempi di realizzazione degli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti che si rendano strettamente necessari al soddisfacimento della richiesta di connessione, al netto dei tempi necessari all'ottenimento delle relative autorizzazioni.

Gli interventi precedentemente descritti devono essere accompagnati dai costi medi corrispondenti alla soluzione tecnica convenzionale.

Gli eventuali interventi sulle reti elettriche che si rendano strettamente necessari al soddisfacimento della richiesta di connessione, sono motivati da precise esigenze tecniche, analizzate facendo riferimento alle caratteristiche nominali dei componenti e alle normali condizioni di funzionamento del sistema elettrico interessato.

La STMG può prevedere tratti di impianto di rete per la connessione in comune tra diversi richiedenti: in questo caso i costi medi corrispondenti alla soluzione tecnica convenzionale sono sia evidenziati nel loro complesso che ripartiti tra i richiedenti sulla base della potenza in immissione richiesta.

I gestori di rete hanno facoltà di realizzare soluzioni tecniche per la connessione diverse dalle soluzioni tecniche minime, ferme restando il rispetto delle disposizioni relative alla determinazione delle condizioni economiche per la connessione; gli eventuali costi ulteriori a quelli corrispondenti alla soluzione tecnica minima sono a carico del gestore di rete.

I gestori di rete, inoltre, nell'ambito della STMG, possono prevedere che il richiedente metta loro a disposizione spazi ulteriori rispetto a quelli strettamente necessari alla realizzazione dell'impianto di rete per la connessione. Qualora tali ulteriori spazi siano correlabili a esigenze di successivi sviluppi dell'impianto elettrico del richiedente, i medesimi saranno ceduti dal richiedente a ciascun gestore di rete a titolo gratuito; in caso contrario, è prevista una remunerazione fissata tramite accordi tra le parti assunti sulla base di principi di trasparenza e non discriminazione.

La STMG deve essere elaborata tenendo conto delle esigenze di sviluppo razionale delle reti elettriche, delle esigenze di salvaguardia della continuità del servizio e, al contempo, deve essere tale da non prevedere limitazioni permanenti della potenza di connessione nelle prevedibili condizioni di funzionamento del sistema elettrico.

Accettazione del preventivo

Se il richiedente intende accettare il preventivo, invia al gestore di rete, entro il termine di validità del preventivo, una comunicazione di accettazione del preventivo, corredata da:

- la documentazione attestante il pagamento di quanto previsto all'atto di accettazione del preventivo e delle eventuali istanze di curare tutti gli adempimenti connessi alle procedure autorizzative per l'impianto di rete per la connessione e/o, nel caso di impianti alimentati fa fonti rinnovabili e di cogenerazione ad alto rendimento, di realizzare in proprio l'impianto di rete per la connessione e gli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti;
- l'eventuale decisione di avvalersi del gestore di rete per il servizio di misura dell'energia elettrica prodotta per le attività per cui la responsabilità è in capo al richiedente, nel rispetto di quanto previsto dall'Allegato A alla deliberazione 595/2014/R/eel;
- l'eventuale decisione di avvalersi del gestore di rete per l'installazione e la manutenzione dell'apparecchiatura di misura dell'energia elettrica immessa e prelevata, nel rispetto di quanto previsto dal Testo Integrato Misura Elettrica.

Coordinamento delle attività ai fini dell'ottenimento delle autorizzazioni

Ai fini dell'ottenimento dell'autorizzazione dell'impianto di rete per la connessione si distinguono due procedure in funzione del tipo di procedimento autorizzativo di cui si avvalga il richiedente (autorizzazione unica, prevista dall'articolo 12 del decreto legislativo n. 387/03 e dalla legge n. 55/02, ovvero procedimenti autorizzativi diversi dall'autorizzazione unica).

- *Attività da svolgere nel caso del procedimento di autorizzazione unica*

Il gestore di rete, nell'ambito delle attività di elaborazione del preventivo per la connessione, è tenuto a fornire, senza alcun onere aggiuntivo, tutte le informazioni necessarie al fine della predisposizione della documentazione da presentare nell'ambito del procedimento unico. Il richiedente può richiedere al gestore di rete la predisposizione della documentazione da presentare nell'ambito del procedimento unico al fine dell'autorizzazione delle parti relative alla rete elettrica; in tal caso il richiedente versa al gestore di rete un corrispettivo determinato sulla base di condizioni trasparenti e non discriminatorie pubblicate dal medesimo gestore di rete nell'ambito delle proprie MCC.

Entro 120 giorni lavorativi, per connessioni in alta tensione, ovvero entro 180 giorni lavorativi, per connessioni in altissima tensione, dalla data di accettazione del preventivo per la connessione, il richiedente è tenuto a presentare la richiesta di avvio del procedimento autorizzativo unico comprensiva di tutta la documentazione necessaria, ivi compreso il progetto dell'impianto di rete per la connessione e degli eventuali interventi sulla rete esistente (ove previsti), validato dal gestore di rete, inviando contestualmente al gestore di rete una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà attestante l'avvenuta presentazione della richiesta di avvio del procedimento autorizzativo. In tale dichiarazione il richiedente comunica al gestore di rete il tipo di iter autorizzativo seguito, nonché gli estremi e i recapiti del responsabile del procedimento autorizzativo. Qualora tale dichiarazione non sia inviata al gestore di rete entro le predette tempistiche, al netto del tempo necessario al gestore di rete per la validazione del progetto a decorrere dalla data di ricevimento del progetto definito dal richiedente, il gestore di rete sollecita il richiedente, secondo modalità che permettano di verificare l'avvenuto recapito. Il richiedente, entro i successivi 30 giorni lavorativi, invia al gestore di rete la dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà attestante l'avvenuta presentazione della richiesta di avvio del procedimento autorizzativo entro 120 giorni lavorativi, per connessioni in alta tensione, ovvero entro 180 giorni lavorativi, per connessioni in altissima tensione, dalla data di accettazione del preventivo per la connessione. In caso contrario il preventivo decade. Inoltre, il

richiedente è tenuto ad aggiornare il gestore di rete, con cadenza almeno semestrale, sugli avanzamenti dell'iter autorizzativo.

Il richiedente è tenuto a informare tempestivamente il gestore di rete dell'ottenimento delle autorizzazioni indicando il termine ultimo entro cui deve essere realizzato l'impianto di produzione, ovvero dell'esito negativo del procedimento autorizzativo unico. Nel caso in cui siano state ottenute le autorizzazioni, all'atto della predetta comunicazione, il richiedente è tenuto ad allegare l'attestazione di avvenuta registrazione dell'anagrafica impianto all'interno del sistema GAUDÌ rilasciata da Terna.

- *Attività da svolgere nel caso del procedimento diverso dall'autorizzazione unica*

Il gestore di rete, nell'ambito delle attività di elaborazione del preventivo per la connessione, è tenuto a fornire al richiedente, senza alcun onere aggiuntivo, gli elementi necessari per l'ottenimento delle autorizzazioni, di pertinenza del medesimo richiedente.

Entro 90 giorni lavorativi, per connessioni in alta tensione, ovvero entro 120 giorni lavorativi, per connessioni in altissima tensione, dalla data di ricevimento dell'accettazione del preventivo per la connessione, il gestore di rete è tenuto a presentare, dandone contestuale informazione al richiedente, le eventuali richieste di autorizzazione in capo al medesimo gestore per la realizzazione dell'impianto di rete per la connessione e per gli interventi sulla rete esistente ove previsti, comprensive di tutta la documentazione necessaria. Inoltre, il gestore di rete è tenuto ad aggiornare il richiedente, con cadenza almeno semestrale, sugli avanzamenti dell'iter autorizzativo, dando tempestiva informazione della conclusione positiva o negativa di tale iter.

Il richiedente versa al gestore di rete, prima della presentazione delle richieste di autorizzazione in capo al gestore di rete, un corrispettivo a copertura dei costi sostenuti dal medesimo gestore per l'iter autorizzativo. Tale corrispettivo è determinato dal gestore di rete sulla base di condizioni trasparenti e non discriminatorie pubblicate dal medesimo nell'ambito delle proprie MCC. Nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili o di impianti di cogenerazione ad alto rendimento, il precedente corrispettivo è limitato ai costi sostenuti dal gestore di rete per l'iter autorizzativo del solo impianto di rete per la connessione (non comprende quindi i costi sostenuti per l'iter autorizzativo associato all'eventuale sviluppo della rete esistente).

Entro 120 giorni lavorativi, per connessioni in alta tensione, ovvero entro 180 giorni lavorativi, per connessioni in altissima tensione, dalla data di accettazione del preventivo per la connessione, il richiedente è tenuto a presentare la richiesta di avvio del procedimento autorizzativo per la costruzione e l'esercizio dell'impianto di produzione, comprensiva di tutta la documentazione necessaria, inviando contestualmente al gestore di rete una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà attestante l'avvenuta presentazione della richiesta di avvio del procedimento autorizzativo. In tale dichiarazione il richiedente comunica al gestore di rete il tipo di iter autorizzativo seguito, nonché gli estremi e i recapiti del responsabile del procedimento autorizzativo. Qualora tale dichiarazione non sia inviata al gestore di rete entro le predette tempistiche, il gestore di rete sollecita il richiedente, secondo modalità che permettano di verificare l'avvenuto recapito. Il richiedente, entro i successivi 30 giorni lavorativi, invia al gestore di rete la dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà attestante l'avvenuta presentazione della richiesta di avvio del procedimento autorizzativo entro 120 giorni lavorativi, per connessioni in alta tensione, ovvero entro 180 giorni lavorativi, per connessioni in altissima tensione, dalla data di accettazione del preventivo per la connessione. In caso contrario il preventivo decade. Inoltre, il richiedente è tenuto ad aggiornare il gestore di rete, con cadenza almeno semestrale, sugli avanzamenti dell'iter autorizzativo.

Il richiedente è tenuto a informare tempestivamente il gestore di rete dell'ottenimento delle autorizzazioni per la costruzione e l'esercizio dell'impianto di produzione indicando il termine ultimo entro cui tale impianto deve essere realizzato, ovvero dell'esito negativo del procedimento

autorizzativo. Nel caso in cui siano state ottenute le autorizzazioni, all'atto della predetta comunicazione, il richiedente è tenuto ad allegare l'attestazione di avvenuta registrazione dell'anagrafica impianto all'interno del sistema GAUDÌ rilasciata da Terna.

Il gestore di rete consente al richiedente, previa istanza di quest'ultimo presentata all'atto dell'accettazione del preventivo, di curare tutti gli adempimenti connessi alle procedure autorizzative per l'impianto di rete per la connessione; il gestore di rete può consentire al richiedente, previa istanza di quest'ultimo presentata all'atto dell'accettazione del preventivo, di curare anche gli adempimenti connessi alle procedure autorizzative per gli eventuali interventi sulla rete esistente. In tale caso, il richiedente è responsabile di tutte le attività correlate alle predette procedure, ivi inclusa la predisposizione della documentazione ai fini delle richieste di autorizzazione alle amministrazioni competenti. Ai fini della predisposizione di tale documentazione, il gestore di rete, entro 45 giorni lavorativi dalla data di ricevimento dell'accettazione del preventivo, è tenuto a fornire, senza alcun onere aggiuntivo per il richiedente, tutte le informazioni necessarie al fine della predisposizione, da parte del medesimo richiedente, della documentazione da presentare nell'ambito del procedimento autorizzativo. Nel caso in cui il richiedente decida di redigere il progetto dell'impianto di rete e degli eventuali interventi sulla rete esistente da presentare per l'iter autorizzativo, tale progetto deve essere validato dal gestore di rete. Il richiedente può richiedere al gestore di rete la predisposizione della documentazione da presentare nell'ambito del procedimento autorizzativo; in tal caso il richiedente versa al gestore di rete un corrispettivo determinato sulla base di condizioni trasparenti e non discriminatorie pubblicate dal medesimo gestore di rete nell'ambito delle proprie MCC. Nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili o di impianti di cogenerazione ad alto rendimento, il precedente corrispettivo è limitato ai costi sostenuti dal gestore di rete per la predisposizione della documentazione da presentare nell'ambito del procedimento autorizzativo del solo impianto di rete per la connessione. Inoltre, il richiedente è tenuto ad aggiornare il gestore di rete, con cadenza almeno semestrale, sugli avanzamenti dell'iter autorizzativo, dando tempestiva informazione della conclusione positiva o negativa di tali iter.

Nel caso in cui l'iter di autorizzazione per la realizzazione dell'impianto di rete per la connessione, e/o l'iter di autorizzazione per gli interventi sulla rete esistente ove previsti, abbiano avuto esito negativo:

- nel caso in cui l'iter sia stato curato dal gestore di rete, quest'ultimo, entro 45 giorni lavorativi dalla data di ricevimento di tale informativa, comunica al richiedente l'avvenuta conclusione dell'iter autorizzativo e il suo esito negativo, richiedendo se debba riavviare l'iter con una nuova soluzione tecnica o procedere ad annullare il preventivo restituendo la parte del corrispettivo per la connessione versata al momento dell'accettazione del preventivo, maggiorata degli interessi legali maturati. Entro 45 giorni lavorativi dalla data di ricevimento della precedente comunicazione da parte del gestore di rete, il richiedente comunica al gestore di rete la sua scelta: in caso contrario il preventivo si intende decaduto. Entro 45 giorni lavorativi dalla data di ricevimento della risposta del richiedente, il gestore di rete dà corso alle richieste;
- nel caso in cui l'iter sia stato curato dal richiedente, quest'ultimo, entro 45 giorni lavorativi dalla data di ricevimento di tale informativa, comunica al gestore di rete l'avvenuta conclusione, con esito negativo, dell'iter autorizzativo richiedendo una nuova soluzione tecnica o l'annullamento del preventivo con restituzione della parte del corrispettivo per la connessione versata al momento dell'accettazione del preventivo, maggiorata degli interessi legali maturati. Entro 45 giorni lavorativi dalla data di ricevimento della comunicazione da parte del richiedente, il gestore di rete dà corso alle richieste.

L'elaborazione, da parte del gestore di rete, di una nuova soluzione tecnica per la connessione comporta la modifica, ma non la decadenza, del precedente preventivo, ivi incluse le condizioni economiche.

- *Attività da svolgere comuni per i diversi procedimenti autorizzativi*

A seguito del rilascio delle autorizzazioni necessarie alla costruzione e all'esercizio dell'impianto di produzione e della relativa connessione, il richiedente presenta al gestore di rete istanza per l'ottenimento della STMD allegando la ricevuta del pagamento del corrispettivo a copertura delle attività di gestione e di analisi tecnica relative all'elaborazione della STMD, nonché l'attestazione di avvenuta registrazione dell'anagrafica impianto all'interno del sistema GAUDÌ rilasciata da Terna, qualora non fosse già stata trasmessa. Il gestore di rete elabora e invia al richiedente la STMD entro tempistiche definite dal medesimo nelle proprie MCC. Ai fini del rilascio della STMD, è necessario che il richiedente abbia inviato al gestore di rete l'attestazione di avvenuta registrazione dell'anagrafica impianto all'interno del sistema GAUDÌ rilasciata da Terna.

Nel caso in cui il procedimento autorizzativo unico o l'iter per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'impianto di produzione abbia avuto esito negativo, a decorrere

- dalla data di ricevimento dell'informativa inviata dal richiedente ovvero
- dalla data in cui il gestore di rete riceve comunicazione dell'esito negativo da parte dell'ente autorizzante (o dell'improcedibilità dell'iter autorizzativo medesimo), anche a seguito di richiesta di informativa da parte del medesimo gestore di rete,

decade il preventivo accettato per la connessione ed entro i successivi 45 giorni lavorativi, il gestore di rete restituisce la parte del corrispettivo per la connessione versata al momento dell'accettazione del preventivo, maggiorata degli interessi legali maturati.

Soluzione Tecnica Minima di Dettaglio (STMD)

La STMD è la soluzione tecnica minima per la connessione elaborata in seguito all'ottenimento delle autorizzazioni per la connessione, ove prevista, e rappresenta il documento di riferimento per la progettazione esecutiva e la realizzazione degli impianti. Tale soluzione dovrà essere corredata, almeno:

- dall'elenco delle fasi di progettazione esecutiva degli interventi relativi all'impianto di rete per la connessione e degli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti che si rendano strettamente necessari al fine del soddisfacimento della richiesta di connessione;
- dalle tempistiche previste per ciascuna delle predette fasi e dall'indicazione dei soggetti responsabili di ciascuna delle medesime;
- dai costi medi corrispondenti alla soluzione tecnica convenzionale degli interventi relativi all'impianto di rete per la connessione limitatamente al medesimo livello di tensione a cui è erogato il servizio di connessione;
- dai costi medi corrispondenti alla soluzione tecnica convenzionale degli interventi relativi agli eventuali interventi sulla rete elettrica esistente che si rendano strettamente necessari per la connessione, a esclusione degli interventi relativi alla rete di trasmissione nazionale.

I precedenti costi non includono gli eventuali costi di bonifica dei siti e i costi degli interventi relativi all'impianto di rete per la connessione non potranno discostarsi in aumento di più del 20% dei corrispondenti interventi previsti nella STMG, fatta eccezione per i costi indotti dalle modifiche della STMG derivanti da condizioni imposte in esito alle procedure autorizzative.

I gestori di rete hanno facoltà di realizzare soluzioni tecniche per la connessione diverse dalle soluzioni tecniche minime, ferme restando le disposizioni relative alla determinazione delle condizioni economiche per la connessione previste dal TICA. In tal caso, eventuali costi ulteriori a quelli corrispondenti alla soluzione tecnica minima sono a carico del gestore di rete.

Realizzazione e attivazione della connessione

Il periodo di validità della STMD, il tempo per la realizzazione della connessione e le altre tempistiche ritenute utili, qualora non definite nel TICA, sono indicate dal gestore di rete nelle proprie MCC in modo che siano univocamente individuabili e verificabili.

Durante i lavori di realizzazione dell'impianto di produzione, il richiedente provvede, con cadenza almeno trimestrale, a inviare al gestore di rete un aggiornamento del crono-programma di realizzazione dell'impianto, aggiornando, in particolare, la data prevista di conclusione dei lavori di realizzazione dell'impianto di produzione.

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

- 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;
- 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.

Il gestore di rete, entro 5 giorni lavorativi dal ricevimento della documentazione completa precedentemente descritta, 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 inviata dal richiedente. Qualora la documentazione precedentemente descritta risulti incompleta, con le medesime tempistiche il gestore di rete procede a inviare una richiesta di integrazione al richiedente.

Terminata la realizzazione dell'impianto di connessione, il gestore di rete invia al richiedente la comunicazione di completamento della realizzazione della connessione e di disponibilità all'entrata in esercizio della connessione. Nella predetta comunicazione, il gestore di rete segnala gli ulteriori obblighi a cui il richiedente deve adempiere affinché la connessione possa essere attivata. Contestualmente, il gestore di rete segnala a Terna, per il tramite del sistema GAUDÌ, il completamento dell'impianto per la connessione.

Il gestore di rete predispone il regolamento di esercizio e lo invia al richiedente. Il richiedente completa e sottoscrive il regolamento di esercizio e lo re-invia al gestore di rete. Dopo aver ricevuto il regolamento di esercizio e dopo aver verificato la completezza delle informazioni, il gestore di rete provvede a segnalare nel sistema 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.

Per attivare la connessione, effettuando il primo parallelo con la rete dell'UP e del relativo impianto, il gestore di rete deve:

- effettuare una verifica in loco dell'impianto al fine di assicurarsi che quanto dichiarato dal richiedente nello schema unifilare di misura dell'impianto e nelle schede tecniche di misura relative alle apparecchiature di misura installate dal medesimo richiedente corrisponda allo stato dei luoghi;
- verificare la corrispondenza fra i dati comunicati dal richiedente nel sistema GAUDÌ, e lo stato dei luoghi, con particolare riferimento alle informazioni relative al punto di connessione e alla taglia dell'impianto;

- verificare che il richiedente abbia ottenuto l'abilitazione ai fini dell'attivazione e dell'esercizio delle UP nel sistema GAUDÌ;
- verificare che il richiedente abbia 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 informa l'impresa distributrice competente della necessità di inserire quel punto di prelievo all'interno del contratto di dispacciamento dell'esercente la salvaguardia e, decorsi 10 giorni lavorativi dall'invio di tale informativa, procede comunque all'attivazione della connessione. L'impresa distributrice competente, ricevuta la predetta informativa da parte del gestore di rete, coerentemente con quanto previsto dalla regolazione vigente, provvede a inserire il medesimo punto di prelievo nel contratto di dispacciamento dell'esercente la salvaguardia e a darne tempestiva comunicazione all'esercente la salvaguardia medesimo. Tale comunicazione deve essere effettuata attraverso un canale di posta elettronica certificata o attraverso un canale di comunicazione che fornisca alla medesima impresa distributrice 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.

Qualora il produttore si opponga all'accesso del personale del gestore di rete in sede di attivazione della connessione, il medesimo gestore non procede all'attivazione della connessione e sospende il termine per l'attivazione della connessione, dandone comunicazione al produttore stesso e al GSE nel caso in cui l'impianto di produzione possa essere ammesso a beneficiare di incentivi.

I gestori di rete, all'atto dell'attivazione della connessione, redigono un verbale di attivazione (o mancata attivazione) della connessione, strutturato in modo tale da assicurare una descrizione puntuale su quanto emerso nel corso della verifica in loco (descrizione delle attività svolte e informazioni essenziali riguardanti l'impianto di produzione).

Nel caso di connessioni alla rete di trasmissione nazionale trova applicazione quanto previsto dagli articoli da 33 a 37 del regolamento RfG e dal Codice di rete di Terna, ai fini dell'attivazione della connessione e del relativo impianto di produzione.

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

- confermare l'entrata in esercizio dell'impianto nel sistema GAUDÌ, inserendo la data di attivazione della connessione ed entrata in esercizio dell'UP e del relativo impianto;
- comunicare al sistema GAUDÌ, secondo le modalità previste da Terna e sulla base della comunicazione inviata al gestore di rete, con dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà firmata dal futuro produttore e dal futuro cliente finale, che attesti la tipologia di ASSPC associata.

Indennizzi automatici

Il gestore di rete è tenuto a versare, salvo cause di forza maggiore o cause imputabili al richiedente o a terzi, un indennizzo automatico pari a 20 €/giorno per ogni giorno lavorativo di ritardo nei casi di ritardo di messa a disposizione del preventivo o di ritardo di messa a disposizione della STMD.

Il gestore di rete è tenuto a versare, salvo cause di forza maggiore o cause imputabili al richiedente o a terzi, un indennizzo automatico, come definito al comma 28.3 del TICA, per ogni giorno lavorativo di ritardo della realizzazione della connessione.

Agevolazioni previste per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili e per gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento

Nello svolgimento delle attività relative all'erogazione del servizio di connessione, il gestore di rete esamina prioritariamente le richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e di cogenerazione ad alto rendimento.

2.9.2 Condizioni economiche

Condizioni economiche nel caso di impianti non alimentati da fonti rinnovabili né di cogenerazione ad alto rendimento

All'atto della presentazione dell'istanza per l'ottenimento della STMD, il richiedente versa al gestore di rete un corrispettivo a copertura delle attività di gestione e di analisi tecnica relative all'elaborazione della STMD. Tale corrispettivo è non superiore a 50.000 € e pari alla somma tra 2.500 € e il prodotto tra 0,5 €/kW e la potenza ai fini della connessione.

All'atto dell'accettazione della STMD, il richiedente versa al gestore di rete il corrispettivo per la connessione, o parte di esso, con una delle modalità di versamento indicate dai gestori di rete nelle proprie MCC. Tale corrispettivo è complessivamente pari ai costi relativi all'impianto di rete per la connessione, limitatamente al medesimo livello di tensione a cui è erogato il servizio di connessione, e ai costi relativi agli eventuali interventi sulla rete elettrica esistente che si rendano strettamente necessari per la connessione, a esclusione degli interventi relativi alla rete di trasmissione nazionale.

Qualora il richiedente non abbia versato interamente il corrispettivo per la connessione all'atto di accettazione della STMD, prima dell'avvio delle realizzazioni degli interventi, il medesimo richiedente presenta, su richiesta del gestore di rete, una garanzia finanziaria nella forma di fideiussione bancaria, pari alla quota del corrispettivo per la connessione non ancora versata. La fideiussione può essere escussa dal gestore di rete nei casi in cui la connessione non sia realizzata nei termini indicati nello specifico contratto per la connessione per cause imputabili al richiedente, ovvero nei casi in cui il medesimo soggetto risulti insolvente con riferimento al pagamento del corrispettivo per la connessione.

In caso di rinuncia da parte del richiedente, anche in seguito a sopravvenute esigenze di bonifica dei siti, il gestore di rete ha diritto alla riscossione di una quota della fideiussione corrispondente alla copertura dei costi fino ad allora sostenuti, al netto dei versamenti già effettuati, aumentati degli eventuali costi che il gestore di rete deve sostenere al fine di ripristinare le condizioni di funzionalità della rete elettrica.

Condizioni economiche nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili

All'atto della presentazione dell'istanza per l'ottenimento della STMD, il richiedente versa al gestore di rete un corrispettivo a copertura delle attività di gestione e di analisi tecnica relative all'elaborazione della STMD. Tale corrispettivo è non superiore a 25.000 € e pari alla somma tra 1.250 € e il prodotto tra 0,25 €/kW e la potenza ai fini della connessione.

All'atto dell'accettazione della STMD, il richiedente versa al gestore di rete il corrispettivo per la connessione, o parte di esso, con una delle modalità di versamento indicate dai gestori di rete nelle proprie MCC. Tale corrispettivo è pari a:

- il maggior valore tra zero e la differenza tra i costi di realizzazione dell'impianto di rete per la connessione (esclusi i costi derivanti da eventuali interventi sulle reti esistenti) e il parametro-soglia di cui alla tabella 2.2, e

- il rapporto tra la potenza ai fini della connessione e la potenza massima di esercizio dell'impianto di rete per la connessione, definita nelle MCC facendo riferimento a condizioni normali di funzionamento.

I costi relativi agli interventi su rete esistente non sono mai attribuiti ai richiedenti le connessioni di impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili.

Nel caso di centrali ibride che rispettano le condizioni di cui all'articolo 8, comma 6, del decreto legislativo n. 387/03, si applicano i medesimi corrispettivi previsti per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Qualora il richiedente non abbia versato interamente il corrispettivo per la connessione all'atto di accettazione della STMD, prima dell'avvio delle realizzazioni degli interventi, il medesimo richiedente presenta, su richiesta del gestore di rete, una garanzia finanziaria nella forma di fideiussione bancaria, pari alla quota del corrispettivo per la connessione non ancora versata. La fideiussione può essere escussa dal gestore di rete nei casi in cui la connessione non sia realizzata nei termini indicati nello specifico contratto per la connessione per cause imputabili al richiedente, ovvero nei casi in cui il medesimo soggetto risulti insolvente con riferimento al pagamento del corrispettivo per la connessione.

In caso di rinuncia da parte del richiedente, anche in seguito a sopravvenute esigenze di bonifica dei siti, il gestore di rete ha diritto alla riscossione di una quota della fideiussione corrispondente alla copertura dei costi fino ad allora sostenuti, al netto dei versamenti già effettuati, aumentati degli eventuali costi che il gestore di rete deve sostenere al fine di ripristinare le condizioni di funzionalità della rete elettrica.

Parametri per la determinazione della soglia per le rinnovabili	
Connessioni in alta e altissima tensione	
Plc (parametro per linea in cavo)	100.000 k€/km (fino a un massimo di 1 km)
Pla (parametro per linea aerea)	40.000 €/km (fino a un massimo di 1 km)

Per composizioni miste (sia linea aerea che linea in cavo) il valore massimo di 1 km è da intendersi una sola volta per l'intera linea. I contributi alla soglia saranno determinati in maniera proporzionale alle effettive lunghezze dei due tratti di linea.

- tabella 2.2 -

Condizioni economiche nel caso di impianti di cogenerazione ad alto rendimento

All'atto della presentazione dell'istanza per l'ottenimento della STMD, il richiedente versa al gestore di rete un corrispettivo a copertura delle attività di gestione e di analisi tecnica relative all'elaborazione della STMD. Tale corrispettivo è non superiore a 40.000 € e pari alla somma tra 2.000 € e il prodotto tra 0,4 €/kW e la potenza ai fini della connessione.

All'atto dell'accettazione della STMD, il richiedente versa al gestore di rete il corrispettivo per la connessione, o parte di esso, con una delle modalità di versamento indicate dai gestori di rete nelle proprie MCC. Tale corrispettivo è pari a:

- i costi di realizzazione dell'impianto di rete per la connessione (esclusi i costi derivanti da eventuali interventi sulle reti esistenti), e
- il rapporto tra la potenza ai fini della connessione e la potenza massima di esercizio dell'impianto di rete per la connessione, definita nelle MCC facendo riferimento a condizioni normali di funzionamento.

I costi relativi agli interventi su rete esistente non sono mai attribuiti ai richiedenti le connessioni di impianti di cogenerazione ad alto rendimento.

Qualora il richiedente non abbia versato interamente il corrispettivo per la connessione all'atto di accettazione della STMD, prima dell'avvio delle realizzazioni degli interventi, il medesimo richiedente presenta, su richiesta del gestore di rete, una garanzia finanziaria nella forma di fideiussione bancaria, pari alla quota del corrispettivo per la connessione non ancora versata. La fideiussione può essere escussa dal gestore di rete nei casi in cui la connessione non sia realizzata nei termini indicati nello specifico contratto per la connessione per cause imputabili al richiedente, ovvero nei casi in cui il medesimo soggetto risulti insolvente con riferimento al pagamento del corrispettivo per la connessione.

In caso di rinuncia da parte del richiedente, anche in seguito a sopravvenute esigenze di bonifica dei siti, il gestore di rete ha diritto alla riscossione di una quota della fideiussione corrispondente alla copertura dei costi fino ad allora sostenuti, al netto dei versamenti già effettuati, aumentati degli eventuali costi che il gestore di rete deve sostenere al fine di ripristinare le condizioni di funzionalità della rete elettrica.

Adempimenti relativi alle centrali ibride e agli impianti di cogenerazione ad alto rendimento

Nel caso di centrali ibride per le quali sono stati applicati i corrispettivi precedentemente descritti, il richiedente deve:

- trasmettere al gestore di rete, oltre che al GSE, all'atto della richiesta di connessione, una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà recante l'attestazione del rispetto delle condizioni di cui all'articolo 8, comma 6, del decreto legislativo n. 387/03 sulla base dei dati di progetto;
- dimostrare per 4 anni, dall'anno di entrata in esercizio fino al terzo anno solare successivo incluso, mediante una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà, che sono rispettate le condizioni di cui all'articolo 8, comma 6, del decreto legislativo n. 387/03 sulla base dei dati reali di esercizio. Qualora non siano verificate tali condizioni per uno o più anni, per ogni anno il richiedente versa al gestore di rete una penale pari al 30% della differenza tra:
  - il corrispettivo per l'elaborazione della STMD per impianti non alimentati da fonti rinnovabili né di cogenerazione ad alto rendimento, e
  - il corrispettivo per l'elaborazione della STMD per impianti alimentati da fonti rinnovabili;

  e una penale pari al 30% della differenza tra:
  - il corrispettivo per la connessione per impianti non alimentati da fonti rinnovabili né di cogenerazione ad alto rendimento, e
  - il corrispettivo per la connessione per impianti alimentati da fonti rinnovabili.

  I gestori di rete versano tali corrispettivi nel Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di cui all'articolo 48, comma 48.1, lettera b), del Testo Integrato Trasporto.

Nel caso di impianti di produzione di energia elettrica di cogenerazione ad alto rendimento per i quali sono stati applicati i corrispettivi precedentemente descritti, il richiedente deve:

- trasmettere al gestore di rete, oltre che al GSE, all'atto della richiesta di connessione, una dichiarazione analoga a quella di cui all'articolo 8, comma 2, del decreto ministeriale 5 settembre 2011, sulla base dei dati di progetto dell'impianto o delle sezioni che lo costituiscono;
- dimostrare per 4 anni mediante una dichiarazione analoga a quella di cui all'articolo 8, comma 2, del decreto ministeriale 5 settembre 2011, per il primo periodo di esercizio[30] e per i 3 anni

[30] Il primo periodo di esercizio di una unità di produzione combinata di energia elettrica e calore, definito all'articolo 1, comma 1.1, dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06, è il periodo intercorrente tra la data di inizio del periodo di avviamento di una unità di produzione combinata di energia elettrica e calore e il 31 dicembre dello stesso anno.

solari successivi, che sono verificate le condizioni del decreto ministeriale 5 settembre 2011 sulla base dei dati di esercizio a consuntivo delle sezioni che costituiscono l'impianto di produzione di energia elettrica cogenerativo. Per gli anni solari in cui almeno una sezione non risulti cogenerativa ad alto rendimento, sulla base dei dati a consuntivo, il richiedente versa al gestore di rete:

- il 25% della differenza tra il corrispettivo per l'elaborazione della STMD per impianti non alimentati da fonti rinnovabili né di cogenerazione ad alto rendimento e il corrispettivo per l'elaborazione della STMD per impianti di cogenerazione ad alto rendimento, e
- il 25% della differenza tra il corrispettivo per la connessione per impianti non alimentati da fonti rinnovabili né di cogenerazione ad alto rendimento e il corrispettivo per la connessione per impianti di cogenerazione ad alto rendimento.

2.9.3 Condizioni tecniche

Riferimenti regolatori

Le regole tecniche di connessione sono indicate:

- per le connessioni in alta tensione sulle reti di distribuzione, nella Norma CEI 0-16 – Edizione 2019 che comprende già le disposizioni tecniche-normative derivanti dall'implementazione in Italia del regolamento RfG (vds. deliberazioni 384/2018/R/eel, 592/2018/R/eel e 149/2019/R/eel), qualora la connessione sia realizzata per il tramite di uno schema di inserimento in antenna da stazione/cabina di connessione esistente nella responsabilità dell'impresa distributrice. Per tali fattispecie, la Norma CEI 0-16 – Edizione 2019 fornisce prescrizioni circa gli schemi di collegamento, mentre per i rimanenti aspetti della connessione l'impresa distributrice impiega le prescrizioni del Codice di Rete ritenute applicabili. Per le rimanenti tipologie di connessione, è necessario riferirsi esclusivamente al Codice di Rete;
- per le connessioni in alta e altissima tensione sulla rete di trasmissione nazionale, nel Codice di rete. Il Codice di rete è disponibile nel sito internet di Terna.

Con riferimento alla classificazione, nel caso di connessioni alle reti di alta e altissima tensione, degli impianti di produzione di energia elettrica tra gli impianti esistenti ai sensi e per gli effetti del regolamento RfG, si rimanda a quanto già descritto nel paragrafo 2.8.3.

Il contratto di connessione

I rapporti tra il gestore di rete e il richiedente, ai fini dell'erogazione del servizio di connessione, sono regolati nel contratto di connessione. Tale contratto è redatto sulla base delle condizioni previste nel TICA e reca, inoltre, le condizioni per la gestione dell'impianto di rete per la connessione, nonché per l'interoperabilità tra il medesimo e l'impianto elettrico che si connette, ivi incluso il regolamento di esercizio.

2.9.4 Ulteriori agevolazioni nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili o di cogenerazione ad alto rendimento

Realizzazione in proprio della connessione

Per connessioni di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e di cogenerazione ad alto rendimento, al richiedente è data facoltà di realizzare in proprio l'impianto per la connessione nelle parti che non implichino l'effettuazione di interventi sulla rete elettrica esistente, vale a dire, di norma, la realizzazione dell'eventuale linea elettrica e dell'impianto per la consegna. Il gestore di rete può consentire al richiedente di realizzare gli interventi sulla rete esistente, fatte salve le esigenze di sicurezza e la salvaguardia della continuità del servizio elettrico.

In questi casi, all'atto dell'accettazione del preventivo, il richiedente invia, oltre a quanto previsto per l'accettazione del preventivo, la richiesta di realizzazione in proprio della porzione di impianto per la connessione secondo quanto specificato nel preventivo per la connessione.

Il gestore di rete, entro tempistiche dal medesimo definite nelle proprie MCC, è tenuto a inviare al richiedente gli elementi necessari alla realizzazione della connessione secondo gli standard realizzativi del medesimo gestore. Il gestore di rete prevede, all'interno del contratto di connessione, le tempistiche, i corrispettivi e le responsabilità della realizzazione, ivi incluse quelle associate a eventuali difetti strutturali che si dovessero presentare a seguito dell'acquisizione delle opere, nel rispetto di quanto previsto dal TICA, tenendo conto che l'impianto di rete e gli eventuali interventi sulla rete esistente oggetto del contratto potrebbero servire per dar seguito ad altre richieste di connessione nei termini e nei tempi regolati dal TICA. Ai fini della sottoscrizione del contratto è necessario che il richiedente abbia inviato al gestore di rete l'attestazione di avvenuta registrazione dell'anagrafica impianto all'interno del sistema GAUDÌ rilasciata da Terna. Il gestore di rete prevede la possibilità di rivalersi nei confronti del referente qualora le clausole contrattuali non siano rispettate e la possibilità di sciogliere il contratto, riassumendo la responsabilità della realizzazione dell'impianto di rete per la connessione.

Nel caso in cui il richiedente eserciti la facoltà di realizzazione in proprio dell'impianto di rete per la connessione, il gestore di rete elabora comunque la STMD che deve essere assunta dal richiedente quale soluzione di riferimento al fine della progettazione e della realizzazione degli impianti. A seguito dell'accettazione della STMD, il richiedente invia al gestore di rete il progetto esecutivo degli impianti al fine di ottenere dal gestore di rete il parere di rispondenza ai requisiti tecnici. Contestualmente all'invio del progetto esecutivo, il richiedente invia anche la documentazione attestante il pagamento del corrispettivo di collaudo a preventivo.

A seguito dell'ottenimento del parere positivo sulla rispondenza del progetto ai requisiti tecnici, il richiedente avvia i lavori. Il gestore di rete, durante la realizzazione dell'impianto di rete per la connessione da parte del richiedente, effettua, ove necessario e in contradditorio con il richiedente, le verifiche in corso d'opera. A conclusione di ciascuna verifica in corso d'opera, è redatto un verbale, sottoscritto dal gestore di rete e dal richiedente, attestante le attività svolte e il tempo impiegato. Al termine della realizzazione in proprio, il richiedente invia al gestore di rete la comunicazione del termine dei lavori, unitamente a tutta la documentazione necessaria per il collaudo, l'esercizio e la gestione dei relativi tratti di rete.

Il gestore di rete, entro tempistiche dal medesimo definite nelle proprie MCC, effettua il collaudo per la messa in esercizio degli impianti. Il gestore di rete, nel caso di connessioni a reti di distribuzione in alta tensione, effettua, in contradditorio con il richiedente, il collaudo finale, funzionale alla messa in esercizio dell'impianto di rete per la connessione e redige un verbale, sottoscritto dal gestore di rete e dal richiedente, attestante le attività svolte e il tempo impiegato. A conclusione dell'attività di collaudo, il gestore di rete calcola il corrispettivo di collaudo a conguaglio sulla base delle ore effettive, opportunamente dettagliate e motivate, dedicate a ciascuna delle tre fasi dell'attività di collaudo medesima, ivi comprese quelle dedicate agli eventuali ulteriori collaudi finali, nel caso in cui i precedenti collaudi finali abbiano avuto esito negativo. La differenza tra il corrispettivo di collaudo a conguaglio e il corrispettivo di collaudo a preventivo è versata, non prima dell'attivazione della prima connessione all'impianto di rete oggetto di acquisizione da parte del gestore di rete, dal richiedente al gestore di rete se positiva ovvero dal gestore di rete al richiedente se negativa. In caso di ritardo nei pagamenti, si applicano gli interessi legali. I costi inerenti al collaudo sono a carico del richiedente, anche in caso di esito negativo.

Il gestore di rete prende in consegna gli impianti, completa le attività di propria competenza e ne perfeziona l'acquisizione. Il gestore di rete comunica altresì al richiedente l'avvenuto completamento dei lavori e la disponibilità all'attivazione della connessione, segnalando gli eventuali ulteriori obblighi a cui il richiedente deve adempiere affinché la connessione possa essere

attivata. Infine, il gestore di rete segnala a Terna, per il tramite del sistema GAUDÌ, il completamento dell'impianto per la connessione.

Qualora i produttori non si rendano disponibili per la cessione dell'impianto di rete per la connessione, il gestore di rete:

- invia, con modalità che ne attestino l'avvenuto ricevimento, un primo sollecito. Il richiedente, qualora intenda contestare il contenuto dell'atto di cessione, può avvalersi della procedura di risoluzione delle controversie ai sensi della deliberazione 188/2012/E/com secondo le modalità ivi previste;
- decorsi inutilmente 3 mesi dal sollecito di cui al precedente alinea o qualora l'Autorità non accolga l'eventuale reclamo presentato ai sensi della deliberazione 188/2012/E/com, invia, con modalità che ne attestino l'avvenuto ricevimento, un ulteriore ultimo sollecito prevedendo che l'impianto di produzione possa essere disconnesso nel caso in cui il richiedente continui a non rendersi disponibile per completare la cessione;
- decorsi ulteriori 3 mesi dal predetto ultimo sollecito, disconnette l'impianto di produzione dalla propria rete fino al perfezionamento dell'atto di cessione/acquisizione delle opere realizzate.

Durante il periodo che intercorre tra la data di avvio della procedura di risoluzione delle controversie ai sensi della deliberazione 188/2012/E/com e la data della relativa conclusione, le tempistiche precedentemente richiamate si intendono sospese.

Nel caso di connessioni alla rete di trasmissione nazionale trova applicazione quanto previsto dagli articoli da 33 a 37 del regolamento RfG e dal Codice di rete di Terna, ai fini dell'attivazione della connessione e del relativo impianto di produzione.

Nel caso in cui il richiedente eserciti la facoltà di realizzazione in proprio dell'impianto di rete per la connessione e comunque non prima dell'attivazione della prima connessione, sia essa relativa all'impianto oggetto della richiesta o di altra utenza, all'impianto di rete oggetto di acquisizione da parte del gestore di rete, previa stipula dell'atto di acquisizione delle opere realizzate, il gestore di rete restituisce al richiedente la parte del corrispettivo eventualmente già versato dal medesimo richiedente, maggiorato degli interessi legali. Il gestore di rete versa anche un corrispettivo pari alla differenza, se positiva, tra il costo relativo alle opere realizzate dal richiedente, come individuato nella STMD, e il corrispettivo per la connessione. Le condizioni di pagamento sono definite nelle MCC, prevedendo tempistiche non superiori a 5 anni dalla definizione della STMD. In caso di ritardo, si applicano gli interessi legali.

Qualora l'impianto di rete per la connessione, o una sua parte, sia condiviso tra più richiedenti e qualora nessun richiedente abbia già sottoscritto il contratto per la realizzazione in proprio dell'impianto di rete per la connessione:

- i richiedenti che hanno in comune l'impianto di rete per la connessione, o una sua parte, sono tenuti ad accordarsi sulla scelta di realizzare in proprio, o meno, la parte condivisa dell'impianto di rete per la connessione. Il gestore di rete definisce un tempo massimo per formulare tale richiesta concordata tra le parti, prevedendo che, in caso di mancato accordo, la parte condivisa dell'impianto di rete per la connessione è realizzata dal medesimo gestore di rete;
- qualora i richiedenti si accordino per la realizzazione in proprio della parte condivisa dell'impianto di rete per la connessione, sono tenuti a indicare un referente che costituirà l'unica interfaccia del gestore di rete. In questo caso, il gestore di rete prevede la sottoscrizione di un contratto in cui sono regolate le tempistiche, i corrispettivi e le responsabilità della realizzazione, nel rispetto di quanto previsto dal TICA. Il gestore di rete prevede la possibilità di rivalersi nei confronti del referente qualora le clausole contrattuali non siano rispettate e la possibilità di sciogliere il contratto, riassumendo la responsabilità della realizzazione dell'impianto di rete per la connessione.

Qualora l'impianto di rete per la connessione, o una sua parte, sia condiviso tra più richiedenti e qualora un richiedente abbia già sottoscritto il contratto per la realizzazione in proprio dell'impianto di rete per la connessione, il gestore di rete ne dà comunicazione a tutti i richiedenti coinvolti. Nei confronti del soggetto che sta già realizzando in proprio l'impianto di rete per la connessione si applicano tutte le clausole contrattuali previste nel caso in cui il richiedente decida di realizzare in proprio l'impianto di rete per la connessione.

2.10 Validità del preventivo accettato

Il richiedente è tenuto a iniziare i lavori di realizzazione dell'impianto di produzione entro:
- 12 mesi dalla data di comunicazione di accettazione del preventivo, nel caso di connessioni in media tensione;
- 18 mesi dalla data di comunicazione di accettazione del preventivo, nel caso di connessioni in alta e altissima tensione,

a eccezione dei casi di impossibilità a causa della mancata conclusione dei procedimenti autorizzativi o per cause di forza maggiore o per cause non imputabili al richiedente. Entro la medesima data, il richiedente è tenuto a trasmettere al gestore di rete una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà attestante:
- l'avvenuto inizio dei lavori di realizzazione dell'impianto di produzione, allegando eventuali comunicazioni di pari oggetto trasmesse alle autorità competenti, ovvero
- il mancato rispetto dei termini per l'inizio dei lavori di realizzazione dell'impianto di produzione, indicando la causa del mancato inizio e il tipo di procedimento autorizzativo al quale è sottoposto l'impianto di produzione, qualora la causa del mancato inizio dei lavori sia la mancata conclusione dei procedimenti autorizzativi.

Il richiedente è tenuto a conservare i documenti necessari ad attestare le informazioni trasmesse al gestore di rete.

Nel caso in cui i termini precedentemente descritti non possano essere rispettati a causa della mancata conclusione dei procedimenti autorizzativi o per cause di forza maggiore o per cause non imputabili al richiedente, il medesimo richiedente è tenuto a trasmettere al gestore di rete, con cadenza periodica di 6 mesi, una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà recante un aggiornamento dello stato di avanzamento dell'iter per la connessione, indicando:
- il codice che identifica univocamente la pratica di connessione (codice di rintracciabilità) comunicato dal gestore di rete nel preventivo;
- la causa del mancato inizio dei lavori per la realizzazione dell'impianto di produzione;
- il tipo di procedimento autorizzativo al quale è sottoposto l'impianto di produzione oggetto della comunicazione, qualora la causa del mancato inizio dei lavori per la realizzazione dello stesso impianto sia la mancata conclusione dei procedimenti autorizzativi.

Le predette comunicazioni periodiche terminano a seguito della trasmissione al gestore di rete della dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà attestante l'avvenuto inizio dei lavori di realizzazione dell'impianto di produzione, allegando eventuali comunicazioni di pari oggetto trasmesse alle autorità competenti. Il richiedente è tenuto a conservare i documenti necessari ad attestare le informazioni trasmesse al gestore di rete.

Qualora le dichiarazioni precedentemente descritte non siano inviate al gestore di rete entro le tempistiche previste, il gestore di rete sollecita il richiedente, secondo modalità che permettano di verificare l'avvenuto recapito. Il richiedente, entro 30 giorni lavorativi dalla data di ricevimento della comunicazione inviata dal gestore di rete, invia al medesimo gestore di rete la precedente dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà, il cui contenuto non può comunque essere riferito a

eventi avvenuti in data successiva a quella entro cui era tenuto a inviare la dichiarazione. In caso contrario il preventivo decade.

2.11 Abilitazione commerciale dell'impianto di produzione e delle unità di produzione (UP) che lo compongono

2.11.1 Elementi per la registrazione e validazione nel sistema GAUDÌ dell'impianto di produzione e delle UP che lo compongono

A seguito dell'ottenimento delle autorizzazioni per la costruzione e l'esercizio dell'impianto di produzione, il richiedente registra il medesimo impianto all'interno del sistema GAUDÌ e trasmette al gestore di rete l'attestazione di avvenuta registrazione dell'anagrafica impianto, contestualmente alla comunicazione di ottenimento delle autorizzazioni per la costruzione e l'esercizio dell'impianto di produzione.

La registrazione dell'anagrafica impianto all'interno del sistema GAUDÌ avviene secondo modalità stabilite da Terna in coerenza con quanto disposto dalla deliberazione ARG/elt 205/08 e dalla deliberazione ARG/elt 124/10, nonché dal punto 8. della deliberazione 578/2013/R/eel e consiste nell'inserimento delle seguenti informazioni:

- dati necessari per l'individuazione dell'anagrafica dell'impianto ivi incluso il codice di rintracciabilità previsto dal TICA;
- dati relativi al punto di connessione (codice POD, potenza in immissione, potenza in prelievo, livello di tensione, etc.);
- dati relativi alla destinazione commerciale dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete;
- eventuali incentivi che verranno richiesti per l'impianto in oggetto;
- dati necessari per l'individuazione dell'anagrafica del produttore associato all'impianto in oggetto, tra cui i dati anagrafici previsti dal comma 6.3, lettere z) e aa), del TICA.

Entro 15 giorni lavorativi dalla data di ricevimento dell'attestazione di avvenuta registrazione nel sistema GAUDÌ dell'impianto di produzione inviata dal richiedente, il gestore di rete verifica che i dati riportati nell'anagrafica impianto del sistema GAUDÌ siano coerenti con quelli comunicati dal richiedente in fase di richiesta della connessione, ivi inclusi i dati presenti sullo schema unifilare firmato dal tecnico abilitato, con particolare riferimento alla taglia dell'impianto e alle informazioni relative al punto di connessione. Il gestore di rete procede a validare i dati riportati nell'anagrafica impianto del sistema GAUDÌ e i dati previsti dal comma 6.3, lettera z), del TICA presenti nell'anagrafica produttore del sistema GAUDÌ, abilitando il richiedente alla registrazione delle UP nel sistema GAUDÌ.

Dopo aver ottenuto dal gestore di rete l'abilitazione alla registrazione delle UP nel sistema GAUDÌ, il richiedente procede alla registrazione delle UP in cui verrà suddiviso l'impianto. A tal fine, il richiedente:

- definisce le singole UP in cui verrà suddiviso l'impianto;
- conferma la destinazione commerciale dell'energia elettrica immessa in rete e l'eventuale intenzione di richiedere, per una o più UP, gli incentivi previsti dalla normativa vigente;
- indica l'utente del dispacciamento delle singole UP.

A seguito della registrazione delle UP, Terna procede a effettuare la validazione tecnica delle UP, verificando che le UP definite dal richiedente siano conformi alle prescrizioni del Codice di rete e classificandole in "*UP a configurazione semplice*"[31] e "*UP a configurazione complessa*"[32] sulla

[31] L'UP a configurazione semplice è un'UP di energia elettrica diversa dall'UP a configurazione complessa.

base delle caratteristiche delle UP e della configurazione impiantistica a valle del punto di connessione alla rete con obbligo di connessione di terzi.

Nel caso di impianti per i quali il richiedente ha indicato la volontà di accedere al ritiro dedicato o alla tariffa fissa omnicomprensiva o allo scambio sul posto, a seguito della validazione tecnica della UP, il sistema GAUDÌ provvede a inoltrare una comunicazione preliminare al GSE. In tali casi si applica quanto previsto rispettivamente dalle deliberazioni n. 280/07, 343/2012/R/efr e 570/2012/R/efr.

Completata la fase di validazione tecnica di ciascuna UP, il sistema GAUDÌ aggiorna lo stato dell'UP e del relativo impianto e provvede a notificare il completamento dell'attività di validazione tecnica dell'UP anche al gestore di rete, a Terna, al richiedente e all'utente del dispacciamento.

2.11.2 Elementi per l'abilitazione ai fini della misura delle UP a configurazione semplice

A seguito della validazione tecnica delle UP che costituiscono l'impianto di produzione, il richiedente, nel caso in cui le UP ricadono nella categoria UP a configurazione semplice, rende disponibili all'impresa distributrice alla cui rete verrà connesso l'impianto:

- lo schema unifilare di misura relativo all'impianto di produzione per il quale è stata richiesta la connessione. Tale schema è redatto ai sensi della specifica tecnica di misura, è firmato da un tecnico abilitato e reca l'indicazione delle diverse UP che compongono l'impianto, nonché la localizzazione delle apparecchiature di misura e dei punti di connessione dell'impianto alla rete con obbligo di connessione di terzi. Qualora nel 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 con obbligo di connessione di terzi;
- le schede tecniche di misura compilate secondo quanto previsto dalla specifica tecnica di misura e relative alle apparecchiature di misura per le quali, ai sensi del Testo Integrato Misura Elettrica, il responsabile del servizio di installazione e manutenzione delle apparecchiature di misura è il medesimo richiedente.

L'impresa distributrice alla cui rete verrà connesso l'impianto riceve dal richiedente lo schema unifilare di misura e le schede tecniche di misura e:

- ne verifica la correttezza e coerenza sia formale che sostanziale con le prescrizioni regolatorie e con quanto previsto dalla specifica tecnica di misura. In particolare, verifica che:
  - lo schema unifilare di misura sia stato compilato secondo i principi della specifica tecnica di misura, che il numero di UP indicate nello schema unifilare di misura sia coerente con quello delle UP registrato nel sistema GAUDÌ, che le apparecchiature di misura siano correttamente localizzate e permettano la valorizzazione dell'energia elettrica immessa e prelevata nonché, qualora necessario dell'energia elettrica prodotta e consumata da ciascuna UP costituente l'impianto;
  - le schede tecniche siano state compilate correttamente, che le informazioni presenti non siano in contrasto con quanto previsto nello schema unifilare di misura e nel sistema GAUDÌ, che le apparecchiature di misura da installare o installate siano coerenti con le prescrizioni regolatorie e con la specifica tecnica di misura e siano compatibili con i propri sistemi di telelettura e di rilevazione dei dati di misura;

---

[32] L'UP a configurazione complessa è un'UP di energia elettrica per la quale si verifica almeno una delle seguenti condizioni:

- potenza attiva nominale dell'impianto, a cui appartiene l'UP, superiore a 6 MW;
- UP connessa in alta o altissima tensione;
- UP che condivide il punto di connessione con la rete con obbligo di connessione di terzi con almeno un'altra UP.

- comunica al richiedente, entro 30 giorni dalla data di ricevimento delle informazioni da parte del richiedente, l'esito delle precedenti verifiche. In caso di esito negativo evidenzia le motivazioni dell'esito negativo cosicché il richiedente possa procedere a correggere gli errori presenti nello schema unifilare di misura o nelle schede tecniche di misura e riavviare il processo.

L'impresa distributrice, a seguito dell'esito positivo delle precedenti verifiche, prima di procedere all'attivazione della connessione:
- installa le apparecchiature di misura per le quali è responsabile del servizio di installazione e manutenzione delle apparecchiature di misura;
- compila le schede tecniche di misura relative alle precedenti apparecchiature di misura;
- effettua le prove di telelettura su tutte le apparecchiature di misura per le quali è responsabile del servizio di raccolta e validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica, interrogando le apparecchiature di misura e verificando la correttezza dei dati acquisiti;
- procede alla compilazione dell'Allegato 5 al contratto di dispacciamento relativo a ciascuna UP e lo sottopone alla firma del richiedente.

L'impresa distributrice, nell'ambito della conferma dell'entrata in esercizio dell'impianto di produzione successiva all'attivazione della connessione, provvede a inserire nel sistema GAUDÌ:
- lo schema unifilare di misura e le schede tecniche di misura forniti dal richiedente e validati dall'impresa distributrice;
- le schede tecniche di misura;
- l'Allegato 5 o gli Allegati 5.

A seguito del ricevimento delle precedenti informazioni, il sistema GAUDÌ aggiorna lo stato dell'UP e del relativo impianto "*UP Abilitata ai fini della Misura*" e "*UP dell'Impianto Abilitate ai fini della Misura*" e notifica il predetto aggiornamento al richiedente, all'impresa distributrice, a Terna, all'utente del dispacciamento e, qualora necessario, al GSE.

2.11.3 Elementi per l'abilitazione ai fini della misura delle UP a configurazione complessa

A seguito della validazione tecnica delle UP che costituiscono l'impianto di produzione, il richiedente, nel caso in cui le UP che compongono l'impianto ricadono nella categoria UP a configurazione complessa, rende disponibili al gestore di rete alla cui rete verrà connesso l'impianto:
- lo schema unifilare di misura relativo all'impianto di produzione per il quale è stata richiesta la connessione. Tale schema è redatto ai sensi della specifica tecnica di misura ed è firmato da un tecnico abilitato e reca l'indicazione delle diverse UP che compongono l'impianto, nonché la localizzazione delle apparecchiature di misura e dei punti di connessione dell'impianto alla rete con obbligo di connessione di terzi. Qualora nel 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 con obbligo di connessione di terzi;
- le schede tecniche di misura compilate secondo quanto previsto dalla specifica tecnica di misura e relative alle apparecchiature di misura per le quali, ai sensi del Testo Integrato Misura Elettrica, il responsabile del servizio di installazione e manutenzione delle apparecchiature di misura è il richiedente.

Il gestore di rete alla cui rete verrà connesso l'impianto riceve dal richiedente lo schema unifilare di misura e le schede tecniche di misura e:
- ne verifica la correttezza e coerenza sia formale che sostanziale con le prescrizioni regolatorie e con quanto previsto dalla specifica tecnica di misura. In particolare, verifica che:

- lo schema unifilare di misura sia stato compilato secondo i principi della specifica tecnica di misura, che il numero di UP indicate nello schema unifilare di misura sia coerente con quello delle UP registrato nel sistema GAUDÌ, che le apparecchiature di misura siano correttamente localizzate e permettano la valorizzazione dell'energia elettrica immessa e prelevata nonché, qualora necessario dell'energia elettrica prodotta e consumata da ciascuna UP costituente l'impianto;
- le schede tecniche siano state compilate correttamente, che le informazioni presenti non siano in contrasto con quanto previsto nello schema unifilare di misura e nel sistema GAUDÌ, che le apparecchiature di misura da installare o installate siano coerenti con le prescrizioni regolatorie e con la specifica tecnica di misura e siano compatibili con i propri sistemi di telelettura e di rilevazione dei dati di misura;

- comunica al richiedente, entro 30 giorni dalla data di ricevimento delle informazioni da parte del richiedente, l'esito delle precedenti verifiche. In caso di esito negativo evidenzia le motivazioni dell'esito negativo cosicché il richiedente possa procedere a correggere gli errori presenti nello schema unifilare di misura o nelle schede tecniche e riavviare il processo;
- compila, secondo quanto previsto dalla specifica tecnica di misura, le schede tecniche di misura relative alle apparecchiature di misura per le quali, ai sensi del Testo Integrato Misura Elettrica, il responsabile del servizio di installazione e manutenzione delle apparecchiature di misura è il gestore di rete, integrandole con le schede tecniche di misura ricevute dal richiedente;
- inserisce nel sistema GAUDÌ, a seguito del completamento con esito positivo delle precedenti attività, lo schema unifilare di misura e le schede tecniche di misura di tutte le apparecchiature di misura necessarie alla valorizzazione dell'energia scambiata con la rete ed eventualmente dell'energia prodotta e consumata da ogni singola UP, per la validazione dei diversi soggetti interessati. A seguito del predetto inserimento lo schema unifilare di misura e le schede tecniche di misura si intendono validate dal gestore di rete e pertanto il sistema GAUDÌ aggiorna lo stato di ciascuna UP e notifica al medesimo gestore di rete, al richiedente, all'utente del dispacciamento, a Terna e, qualora necessario, al GSE l'avvenuta validazione da parte del gestore di rete dello schema unifilare di misura e delle schede tecniche di misura.

A seguito delle precedenti attività di validazione, Terna e il GSE, nel caso di UP a configurazione complessa per le quali il richiedente ha espresso l'intenzione di accedere a un regime amministrato o a un incentivo gestito dal GSE, visionano lo schema unifilare di misura relativo all'impianto e le schede tecniche di misura relative alle apparecchiature di misura installate al fine di verificarne la correttezza e conformità alla regolazione attuale in relazione agli aspetti di propria competenza procedendo alla validazione nel sistema GAUDÌ del predetto schema unifilare di misura e delle predette schede tecniche di misura. A seguito della validazione da parte di Terna e, qualora necessario, del GSE dello schema unifilare di misura e delle schede tecniche di misura, il sistema GAUDÌ aggiorna lo stato di ciascuna UP e del relativo impianto e notifica al medesimo gestore di rete, al richiedente, all'utente del dispacciamento, a Terna e, qualora necessario, al GSE l'avvenuta validazione dello schema unifilare di misura e l'avvenuta validazione delle schede tecniche di misura relative a ciascuna singola UP da parte di Terna e del GSE.

A seguito dell'avvenuta validazione dello schema unifilare di misura e/o delle schede tecniche di misura da parte di tutti i soggetti coinvolti (gestore di rete, Terna e, qualora necessario, GSE), il sistema GAUDÌ aggiorna lo stato dell'impianto e delle relative UP in "*Schema Unifilare di Misura Definitivamente Validato*" e/o "*Schede Tecniche di Misura Definitivamente Validate*" e notifica tali aggiornamenti a Terna, al gestore di rete, al richiedente, all'utente del dispacciamento e, qualora necessario, al GSE.

Qualora durante il processo di validazione dello schema unifilare di misura e/o delle schede tecniche di misura, il GSE o Terna non dovessero ritenere idonei alcuni dei predetti elementi oggetto di validazione, essi verranno considerati "non idonei", e dovranno essere rivisti in sinergia fra il richiedente, il gestore di rete, Terna e il GSE. A tal fine Terna e/o il GSE comunicano al

sistema GAUDÌ la non idoneità di ciascun elemento evidenziandone le motivazioni e il sistema notifica tale informazione al gestore di rete, al richiedente, a Terna e al GSE. A seguito di tale notifica il richiedente deve quindi correggere e rendere disponibili al gestore di rete gli elementi che non erano stati ritenuti idonei. Quest'ultimo a sua volta provvede a trasmetterli al sistema GAUDÌ per la validazione finale da parte di Terna e del GSE.

A seguito della validazione dello schema unifilare di misura e delle schede tecniche di misura da parte del gestore di rete, il responsabile del servizio di raccolta e validazione e registrazione delle misure, ai sensi del Testo Integrato Misura Elettrica, redige gli Allegati 5 al contratto di dispacciamento per ciascuna delle UP che costituiscono l'impianto e dopo averli concordati con il richiedente li inserisce nel sistema GAUDÌ. Il predetto inserimento comporta l'implicita validazione degli Allegati 5 da parte del responsabile del servizio di raccolta e validazione e registrazione delle misure. A seguito della validazione dell'Allegato 5 relativo a una determinata UP da parte del responsabile del servizio di raccolta e validazione e registrazione delle misure, il sistema GAUDÌ aggiorna lo stato della predetta UP e del corrispondente impianto e notifica tale aggiornamento al richiedente, all'utente del dispacciamento, a Terna, al gestore di rete e, qualora necessario, al GSE.

Per ciascun Allegato 5 al contratto di dispacciamento, a seguito della validazione da parte del responsabile del servizio di raccolta e validazione e registrazione delle misure, il richiedente, Terna e il GSE, nel caso di UP a configurazione complessa per le quali il richiedente ha espresso l'intenzione di accedere a un regime amministrato o a un incentivo gestito dal GSE, devono visionare il predetto Allegato 5, verificarne la correttezza e conformità alla regolazione attuale in relazione agli aspetti di propria competenza, procedendo alla validazione nel sistema GAUDÌ del predetto Allegato. A seguito della validazione dell'Allegato 5 da parte di ciascuno dei predetti soggetti il sistema GAUDÌ aggiorna lo stato dell'UP e del relativo impianto e notifica al responsabile del servizio di raccolta e validazione e registrazione delle misure, al richiedente, all'utente del dispacciamento, a Terna e, qualora necessario, al GSE l'avvenuta validazione dell'Allegato 5 da parte del richiedente o di Terna o, qualora necessario, del GSE.

A seguito dell'avvenuta validazione dell'Allegato 5 da parte di tutti i soggetti coinvolti (responsabile del servizio di raccolta e validazione e registrazione delle misure, richiedente, Terna e, qualora necessario, del GSE), il sistema GAUDÌ aggiorna lo stato dell'UP e del relativo impianto in "*Allegato 5 Definitivamente Validato*" e notifica tale aggiornamento, al responsabile del servizio di raccolta e validazione e registrazione delle misure, a Terna, al richiedente, all'utente del dispacciamento e, qualora necessario, al GSE.

Qualora durante il processo di validazione dell'Allegato 5 per la misura relativo a una determinata UP, il richiedente, e/o il GSE e/o Terna non dovessero ritenere idoneo il predetto Allegato, esso verrà considerato "non idoneo", e dovrà essere rivisto in sinergia fra il richiedente, il responsabile del servizio di raccolta e validazione e registrazione delle misure, Terna e il GSE. A tal fine il richiedente e/o Terna e/o il GSE comunicano al sistema GAUDÌ la non idoneità dell'Allegato evidenziandone le motivazioni e il sistema notifica tale informazione al responsabile del servizio di raccolta e validazione e registrazione delle misure, al richiedente, a Terna e al GSE. A seguito di tale notifica, il responsabile del servizio di raccolta e validazione e registrazione delle misure inserisce nel sistema GAUDÌ l'Allegato 5 corretto secondo le indicazioni ricevute per la validazione finale da parte del richiedente, di Terna e del GSE.

Una volta che gli stati di una UP:
- "*Schema Unifilare di Misura Definitivamente Validato*";
- "*Schede Tecniche di Misura Definitivamente Validate*";
- "*Allegato 5 Definitivamente Validato*",

sono stati tutti attivati il sistema GAUDÌ aggiorna lo stato dell'UP e del relativo impianto rispettivamente in "*UP Abilitata ai fini della Misura*" e "*UP dell'Impianto Abilitate ai fini della*

Misura" e notifica tale aggiornamento al GSE, a Terna, al responsabile del servizio di raccolta e validazione e registrazione delle misure, al richiedente e all'utente del dispacciamento.

2.11.4 Elementi per l'abilitazione ai fini commerciali delle unità di produzione

Una volta completate con esito positivo tutte le seguenti attività:
- registrazione dell'UP;
- validazione tecnica dell'UP;
- abilitazione dell'UP ai fini della misura nel solo caso di UP a configurazione complessa;
- sottoscrizione del contratto di dispacciamento o, nel solo caso delle UP per le quali si applica l'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 127/10, avvenuta indicazione all'interno del sistema GAUDÌ della volontà di accedere allo scambio sul posto, al ritiro dedicato o alla tariffa fissa omnicomprensiva,

Terna abilita l'UP ai fini commerciali e conseguentemente il sistema GAUDÌ aggiorna lo stato dell'UP e del relativo impianto e notifica l'avvenuta abilitazione commerciale dell'UP al richiedente, al gestore di rete, all'utente del dispacciamento, a Terna medesima e, qualora necessario, al GSE.

2.12 Voltura della pratica di connessione

La voltura della pratica di connessione è ammessa in una qualsiasi fase dell'iter di connessione e può essere finalizzata a:
- modificare il solo soggetto richiedente, se diverso dal produttore associato all'impianto di produzione oggetto della pratica di connessione;
- modificare il solo soggetto produttore associato all'impianto di produzione oggetto della pratica di connessione, se diverso dal richiedente;
- modificare sia il soggetto richiedente che il soggetto produttore. Rientrano in tale fattispecie anche le volture in cui il richiedente e il produttore coincidono.

Il soggetto che vuole acquisire una pratica di connessione in corso di validità richiede la voltura della predetta pratica al gestore di rete competente per la stessa secondo le modalità previste nelle MCC del predetto gestore. La richiesta di voltura di una pratica di connessione deve essere redatta in forma di dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà e deve contenere almeno:
- il codice di rintracciabilità della pratica di connessione oggetto di voltura;
- il codice CENSIMP dell'impianto di produzione a cui la pratica di connessione da volturare si riferisce, qualora l'impianto sia stato già registrato nel sistema GAUDÌ;
- la tipologia di voltura (modifica del solo soggetto richiedente, modifica del solo soggetto produttore, modifica sia del soggetto richiedente che del soggetto produttore);
- la data a decorrere dalla quale si richiede che la voltura abbia effetto;
- i dati identificativi del soggetto subentrante e del soggetto cedente. A tal fine la domanda dovrà contenere almeno i dati previsti dal comma 6.3, lettere z) e aa), del TICA di entrambi i soggetti;
- nei soli casi di voltura ricadente nella modifica del solo soggetto richiedente, copia del mandato con rappresentanza rilasciato dal produttore al soggetto subentrante (nuovo richiedente);
- nei soli casi di voltura ricadente nella modifica del solo soggetto produttore, copia del mandato con rappresentanza rilasciato dal produttore subentrante al soggetto richiedente;
- nei soli casi di voltura ricadente nella modifica del solo soggetto produttore o nella modifica sia del soggetto richiedente che del soggetto produttore, il mandato con rappresentanza al gestore di rete per l'aggiornamento nel sistema GAUDÌ del produttore associato all'impianto oggetto della pratica di connessione da volturare;

- la dichiarazione del soggetto subentrante di:
  - aver preso visione e di accettare tutte le condizioni previste nei contratti già sottoscritti dal soggetto cedente, quali, a titolo d'esempio, il preventivo accettato, il contratto di connessione, il contratto per il servizio di misura, etc.;
  - avere la disponibilità del sito oggetto dell'installazione degli impianti per la produzione di energia elettrica, rinnovando con ciò la medesima dichiarazione già effettuata dal soggetto cedente all'atto della richiesta di connessione;
  - avere la titolarità degli atti autorizzativi inerenti alla pratica in oggetto già rilasciati dalle competenti autorità;
- la dichiarazione del soggetto cedente recante il nulla osta necessario per poter concludere positivamente la voltura a decorrere dalla data indicata nella richiesta di voltura e concordata con il subentrante;
- la documentazione attestante l'avvenuto pagamento del corrispettivo a copertura degli oneri amministrativi previsto dall'articolo 28, comma 28.1, del Testo Integrato Connessioni (TIC, Allegato C alla deliberazione 568/2019/R/eel).

Il gestore di rete, entro 10 giorni lavorativi dalla data di ricevimento della richiesta di voltura, verifica che:
- ci sia corrispondenza, nei propri sistemi, fra il codice di rintracciabilità della pratica, il codice CENSIMP del relativo impianto di produzione, i dati identificativi del soggetto cedente e, qualora diverso dal soggetto cedente, del soggetto individuato come produttore prima del perfezionamento della richiesta di voltura;
- il soggetto registrato nel sistema GAUDÌ come produttore per l'impianto di produzione oggetto della pratica da volturare corrisponda con il soggetto indicato nella richiesta di voltura come produttore prima del perfezionamento della voltura stessa;
- la richiesta di voltura sia conforme a quanto previsto dal TICA e dalle MCC e contenga tutte le informazioni precedentemente descritte e quelle previste dalle proprie MCC.

Il gestore di rete, entro 10 giorni lavorativi dalla data di ricevimento della richiesta di voltura, in caso di esito positivo delle predette verifiche, comunica:
- al soggetto subentrante, che il processo di voltura della pratica di connessione si è concluso positivamente e che, a decorrere dalla data indicata nella richiesta di voltura, questi acquisisce la titolarità della pratica;
- al soggetto cedente che, con effetti a decorrere dalla data indicata nella richiesta di voltura, la pratica di connessione oggetto di voltura non è più nella sua titolarità;
- al sistema GAUDÌ, nei soli casi di voltura ricadente nella modifica del solo soggetto produttore o nella modifica sia del soggetto richiedente che del soggetto produttore, l'anagrafica del produttore subentrante e l'associazione di tale anagrafica con quella dell'impianto di produzione oggetto della pratica di connessione volturata a decorrere dalla data da cui ha effetti la voltura.

Il gestore di rete, entro 10 giorni lavorativi dalla data di ricevimento della richiesta di voltura, in caso di esito negativo delle predette verifiche, comunica al soggetto subentrante e al soggetto cedente l'esito delle verifiche effettuate, specificando i motivi dell'esito negativo.

2.13 Definizione delle linee critiche e delle aree critiche

Terna e le imprese distributrici che dispongono almeno di una cabina primaria, entro il 30 giugno 2011, definiscono e pubblicano sui propri siti internet degli atlanti relativi alle reti in alta e altissima tensione e alle cabine primarie AT/MT per fornire indicazioni qualitative aggiornate, in relazione

alle disponibilità di capacità di rete: da tali informazioni si individuano le linee critiche e le aree critiche.

Nel caso di rete in altissima tensione, Terna propone all'Autorità, per verifica e approvazione[33], i criteri per individuare, in modo univoco, le linee critiche, ovvero le linee prossime al limite di capacità di trasporto, tenendo conto dei preventivi accettati e di valutazioni in merito agli impianti di produzione che potrebbero essere realizzati anche sulla base della pianificazione effettuata dalle Regioni.

Nel caso di rete in alta tensione, Terna propone all'Autorità, per verifica e approvazione, i criteri per individuare, in modo univoco:
- le aree critiche, ovvero le aree su cui insistono linee prossime al limite di capacità di trasporto, tenendo conto dei preventivi accettati e di valutazioni in merito agli impianti di produzione che potrebbero essere realizzati anche sulla base della pianificazione effettuata dalle Regioni;
- le linee critiche, ovvero le linee esterne alle aree critiche di cui al precedente punto, prossime al limite di capacità di trasporto, tenendo conto dei preventivi accettati e di valutazioni in merito agli impianti di produzione che potrebbero essere realizzati anche sulla base della pianificazione effettuata dalle Regioni.

Nel caso di rete in media e bassa tensione, il gestore di rete individua:
- con il colore bianco, tutte le aree diverse da quelle ai successivi punti;
- con il colore giallo, le aree servite dalle cabine primarie, in situazione di normale esercizio (assetto standard), per cui $P_{imm} > 0{,}5 * Pc_{min}$;
- con il colore arancione, le aree servite dalle cabine primarie in situazione di normale esercizio (assetto standard), per cui $P_{imm} > Pc_{min}$;
- con il colore rosso, le aree servite dalle cabine primarie in situazione di normale esercizio (assetto standard), per cui $P_{imm} - Pc_{min} > 0{,}9 * Pn$. Queste ultime sono individuate come aree critiche,

dove:
- *area* è una provincia o un insieme di comuni o un territorio comunale o una sua parte;
- Pc_{min} è la potenza di carico minima, definita come la potenza di carico dell'area nel quarto d'ora in corrispondenza del picco minimo regionale;
- *Pn* è la somma delle potenze nominali di tutti i trasformatori AT/MT installati nelle cabine primarie cui l'area è sottesa;
- P_{imm} è la somma delle potenze in immissione richieste, corrispondenti ai preventivi inviati ai richiedenti.

Inoltre, entro il 28 febbraio di ogni anno e con riferimento all'anno solare precedente, il gestore di rete rende disponibile nel proprio sito internet e trasmette all'Autorità l'elenco delle sezioni AT/MT delle cabine primarie per le quali è stata riscontrata l'inversione di flusso per almeno:
- il 1% delle ore annue nella situazione attuale;
- il 5% delle ore annue nella situazione attuale.

I gestori di rete, qualora ravvisino esigenze di sicurezza, possono prevedere modalità di accesso controllato ai dati.

Le informazioni relative alle reti in altissima e alta tensione devono essere aggiornate ogni 8 mesi a decorrere dal 1 luglio 2011; le informazioni relative alle reti in media e bassa tensione devono essere aggiornate ogni 4 mesi a decorrere dal 1 luglio 2011 e ogni 3 mesi a decorrere dal 1 marzo 2012, qualora non diversamente specificato.

[33] L'Autorità con deliberazione ARG/elt 173/10 ha approvato la proposta presentata da Terna recante la "*Metodologia per l'individuazione di aree e linee critiche su rete in alta e altissima tensione ai sensi della delibera ARG/elt 125/10*" (Allegato A alla deliberazione ARG/elt 173/10).

Le informazioni relative al presente paragrafo sono vincolanti ai fini dell'attivazione dell'*open season* come descritta nel paragrafo 2.14.2, secondo le modalità precedentemente descritte. A tal fine, i gestori di rete sono tenuti a dare evidenza del periodo di validità di tali informazioni e della data attesa per il successivo aggiornamento.

2.14 Strumenti finalizzati alla razionalizzazione dello sviluppo delle reti

Oltre alla possibilità di modificare i preventivi già accettati secondo le modalità già descritte (si vedano i paragrafi 2.8.1 e 2.9.1), evidenziano gli altri strumenti finalizzati alla razionalizzazione dello sviluppo delle reti.

2.14.1 Pubblicazione dei piani di sviluppo delle reti

Le imprese distributrici con almeno 100.000 clienti, entro il 30 giugno di ogni anno, pubblicano e trasmettono all'Autorità e al Ministero dello Sviluppo Economico i propri piani per lo sviluppo delle reti, anche tenendo conto dello sviluppo atteso della produzione di energia elettrica. In particolare, devono essere resi pubblici e trasmessi i piani di realizzazione o potenziamento di linee in alta tensione o cabine primarie di trasformazione AT/MT, oltre che i piani di intervento più significativi relativi alle linee in media tensione, ivi inclusa l'eventuale elettrificazione di nuove aree.

2.14.2 Attivazione dell'open season

Nelle aree critiche, come definite al paragrafo 2.13, il gestore di rete può prevedere l'attivazione dell'*open season* di ampiezza trimestrale, nel caso di connessioni in bassa e media tensione, o semestrale, nel caso di connessioni in alta e altissima tensione. L'*open season* può essere attivata solo per le richieste di connessione per le quali si dovesse rendere necessario il coordinamento con altri gestori di rete, come previsto al paragrafo 2.16, ovvero anche per le altre richieste di connessione. In ogni caso, l'*open season* non riguarda i clienti domestici e le richieste di connessione per le quali la potenza ai fini della connessione è pari a zero.

Nei casi di attivazione dell'*open season*, le tempistiche per la messa a disposizione del preventivo e/o le tempistiche relative all'eventuale attivazione delle procedure di coordinamento tra gestori di rete decorrono dal giorno lavorativo successivo a quello di chiusura dell'*open season*, come pubblicato dai gestori di rete.

Il gestore di rete che intende attivare l'*open season*, previa comunicazione all'Autorità, ne dà informativa sui propri siti internet con almeno un mese di anticipo, specificando almeno:

- la tipologia di *open season*, definendo se riguarda solo le richieste di connessione per le quali si dovesse rendere necessario il coordinamento con altri gestori di rete ovvero anche le altre richieste di connessione;
- la data di inizio e la data di conclusione dell'*open season*.

L'anticipo di un mese nell'informativa non è necessario qualora, a seguito della chiusura dell'*open season* precedente, la medesima area risulti ancora critica.

2.14.3 Razionalizzazione dello sviluppo delle reti in capo a Terna

Terna, al fine di tenere conto delle esigenze di sviluppo razionale delle reti elettriche, delle esigenze di salvaguardia della continuità del servizio e, al contempo, di non prevedere limitazioni permanenti della potenza di connessione nelle prevedibili condizioni di funzionamento del sistema elettrico:

- al fine di sviluppare la rete, definisce soluzioni di connessione che riducono il più possibile la presenza di impianti di utenza per la connessione secondo modalità appositamente definite nelle proprie MCC, ivi compresi i casi degli impianti eolici *offshore*;
- al fine di razionalizzare lo sviluppo di rete, evita la presenza di tratti di impianti di utenza per la connessione condivisi, a eccezione di esplicite richieste da parte dei richiedenti;
- con particolare riferimento alle zone in cui pervengono numerose richieste di connessione alla rete di trasmissione nazionale, si coordina con l'impresa distributrice territorialmente competente al fine di valutare l'interesse della medesima impresa distributrice a sviluppare una rete in media tensione a partire da uno o più stalli AT/MT realizzati da Terna;
- in caso di connessioni su linee in alta tensione e qualora non si possa dare seguito a quanto indicato nel punto precedente, al fine di ottimizzare l'utilizzo delle risorse di rete, propone soluzioni in cui un'unica stazione AT/MT sia utilizzata per la connessione di più utenti. In questi casi rimane ferma l'erogazione del servizio di connessione in alta tensione, eventualmente prevedendo, ai fini della misura, opportuni algoritmi per riportare all'alta tensione i dati di misura rilevati in media tensione sui singoli impianti.

Le imprese distributrici, al fine di tenere conto delle esigenze di sviluppo razionale delle reti elettriche, delle esigenze di salvaguardia della continuità del servizio e, al contempo, di non prevedere limitazioni permanenti della potenza di connessione nelle prevedibili condizioni di funzionamento del sistema elettrico:

- al fine di sviluppare la rete, definiscono soluzioni di connessione che riducono il più possibile la presenza di impianti di utenza per la connessione secondo modalità appositamente definite nelle proprie MCC, ivi compresi i casi degli impianti eolici *offshore*;
- al fine di razionalizzare lo sviluppo di rete, evitano la presenza di tratti di impianti di utenza per la connessione condivisi, a eccezione di esplicite richieste da parte dei richiedenti;

2.14.4 Riassegnazione della capacità di rete che si rende disponibile sulle reti elettriche

La capacità di rete che si rende disponibile sulle reti è riassegnata dai gestori di rete ad altre richieste di connessione, compatibilmente con la potenza in immissione richiesta, secondo l'ordine di priorità di seguito riportato:

1. richieste di connessione per le quali il gestore di rete ha già ricevuto le richieste di parere in merito alla persistenza delle condizioni di realizzabilità della STMG e per le quali non ha ancora dato seguito alla riassegnazione della capacità di trasporto. Qualora, pur a seguito della liberazione della capacità di trasporto, la STMG indicativa sia ancora operabile e corrisponda ancora al minimo tecnico, il gestore di rete comunica al richiedente l'esito positivo della verifica sulla fattibilità e realizzabilità della STMG, confermandola in via definitiva e prenotando la relativa capacità di trasporto;
2. richieste di connessione relative a impianti di produzione già connessi per i quali sono state attivate modalità di esercizio di carattere transitorio dell'impianto elettrico del richiedente;
3. richieste di connessione relative a impianti di produzione per i quali il gestore di rete ha attivato il coordinamento con altro gestore di rete;
4. richieste di connessione relative a impianti di produzione per i quali il gestore di rete non ha ancora emesso il preventivo;
5. nuove richieste di connessione nello stesso tratto di rete.

Nell'ambito della casistica di cui al punto 1, al fine di individuare l'ordine di priorità, le richieste di connessione sono ordinate in ordine cronologico in relazione alla data di ricevimento di ciascuna

richiesta di conferma di persistenza delle condizioni di fattibilità e realizzabilità della STMG da parte del responsabile del procedimento autorizzativo unico o del richiedente o del responsabile del procedimento di VIA (qualora necessaria).

Nell'ambito di ciascuna delle altre casistiche precedentemente richiamate, al fine di individuare l'ordine di priorità, le richieste di connessione sono ordinate in ordine cronologico in relazione alla data di ricevimento di ciascuna richiesta corredata da tutte le informazioni necessarie ai fini della richiesta di connessione.

Nelle sole aree in cui sono attive le *open season*, il gestore di rete al termine di ciascuna *open season* calcola la capacità di trasporto che si è resa disponibile sulle reti nel corso dell'*open season* e che non è già stata riallocata ai sensi del precedente punto 1 secondo le tempistiche di cui all'articolo 33 del TICA e procede alla sua riallocazione secondo quanto disposto dai restanti punti precedenti.

In presenza di specifiche esigenze connesse allo sviluppo e alla gestione efficiente della rete elettrica i singoli gestori di rete possono richiedere all'Autorità una modifica dell'ordine di priorità e dei criteri stessi precedentemente descritti. A tal fine i singoli gestori presentano richiesta formale all'Autorità corredata delle singole deroghe e delle motivazioni alla base di tale richiesta.

2.15 Strumenti finalizzati a superare il problema della saturazione virtuale delle reti elettriche

2.15.1 Prenotazione della capacità di rete per impianti di produzione di potenza nominale fino a 1 MW

Nel caso degli impianti di potenza nominale fino a 1 MW, l'accettazione del preventivo comporta la prenotazione della relativa capacità di rete.

2.15.2 Prenotazione della capacità di rete per impianti di produzione di potenza nominale superiore a 1 MW al termine o nel corso del procedimento per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'impianto di produzione

Nel caso degli impianti di potenza nominale superiore a 1 MW la STMG indicata nel preventivo rimane valida per:

- 210 giorni lavorativi dalla data di accettazione del preventivo, nel caso di connessioni in media tensione;
- 270 giorni lavorativi dalla data di accettazione del preventivo, nel caso di connessioni in alta e altissima tensione,

al netto del tempo impiegato dal gestore di rete per validare il progetto relativo all'impianto di rete per la connessione. Il periodo di validità della STMG comporta la prenotazione temporanea della relativa capacità di rete.

Nel caso in cui il procedimento per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'impianto di produzione non sia stato completato entro i precedenti tempi o, entro i medesimi termini, non sia stato completato con esito positivo il procedimento di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) qualora previsto, la STMG indicata nel preventivo assume un valore indicativo.

Ai fini dell'applicazione di quanto precedentemente descritto, il richiedente, all'atto della richiesta di avvio del procedimento autorizzativo unico, provvede a comunicare al responsabile del medesimo procedimento e, qualora sia necessario acquisire la VIA, anche al responsabile del procedimento di VIA, il codice di rintracciabilità della richiesta di connessione cui fa riferimento la STMG allegata alla richiesta di autorizzazione, gli estremi e i recapiti del gestore di rete cui è stata

inoltrata la richiesta di connessione, la data di accettazione del preventivo e la data ultima di validità della STMG evidenziando che, decorsa la predetta data, occorrerà verificare con il gestore di rete la fattibilità tecnica della STMG presentata in iter autorizzativo.

Nel caso di impianto di produzione assoggettato a VIA, è opportuno che il responsabile del procedimento di VIA, qualora ritenga sussistano le condizioni per la conclusione con esito positivo della VIA, verifichi con il gestore di rete, con le modalità previste dalle "*Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili*", approvate con il decreto interministeriale 10 settembre 2010, ed eventualmente precisate dal Ministero dello Sviluppo Economico, il persistere delle condizioni di fattibilità e realizzabilità della STMG redatta dal medesimo gestore di rete, prima di comunicare l'esito positivo del procedimento al proponente. Il gestore di rete, entro 20 giorni lavorativi dal ricevimento della richiesta di parere in merito alla persistenza delle condizioni di realizzabilità della STMG, verifica se la medesima STMG è ancora realizzabile e comunica gli esiti di tale verifica al responsabile del procedimento e al richiedente. Nel caso in cui si renda necessario il coordinamento con altri gestori di rete, la predetta tempistica è definita al netto dei tempi necessari per il coordinamento, compresi tra la data di invio della richiesta di coordinamento e la data di ricevimento del parere dell'altro gestore di rete. Quest'ultimo invia il proprio parere entro 15 giorni lavorativi dalla data di ricevimento della richiesta di coordinamento. Qualora l'esito della verifica effettuata dal gestore di rete:

- sia positivo, il gestore di rete prenota la capacità sulla rete confermando in via definitiva la STMG;
- sia negativo, il gestore di rete, nei successivi 45 giorni lavorativi, al netto dei tempi necessari per l'eventuale coordinamento con altri gestori di rete, elabora una nuova STMG, prenota in via transitoria la relativa capacità sulla rete elettrica esistente e comunica al richiedente la nuova STMG.

  La nuova STMG decade qualora non sia accettata dal richiedente entro 30 giorni solari dalla data di ricevimento della predetta comunicazione; contestualmente decade anche il preventivo vigente. In caso di accettazione della nuova STMG:
  - il gestore di rete prenota in via definitiva la relativa capacità di trasporto sulla rete;
  - il richiedente presenta, ai sensi di quanto previsto dal comma 14.12 delle "*Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili*", la documentazione relativa alla nuova STMG al responsabile di procedimento e ne dà comunicazione al gestore di rete con le medesime tempistiche e modalità previste dai commi 9.3, 9.5, 21.3 e 21.5 del TICA, calcolate a partire dalla data di accettazione della nuova STMG. Il mancato rispetto di tali tempistiche comporta la decadenza del preventivo e della STMG con le modalità previste dai medesimi commi del TICA.

Nel caso di impianto di produzione non assoggettato a VIA, il responsabile del procedimento autorizzativo unico verifica con il gestore di rete, con le modalità previste dalle "*Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili*" ed eventualmente precisate dal Ministero dello Sviluppo Economico, la persistenza delle condizioni di fattibilità e realizzabilità della STMG oggetto di autorizzazione. Il richiedente può autonomamente inviare al gestore di rete una richiesta di conferma della persistenza delle condizioni di fattibilità e realizzabilità della STMG oggetto di autorizzazione. Il gestore di rete dà seguito alla richiesta inoltrata dal richiedente solo nel caso in cui sia allegata, alla medesima richiesta, una copia della lettera di convocazione della riunione conclusiva della conferenza dei servizi. Il gestore di rete, entro 20 giorni lavorativi dalla data di ricevimento della richiesta di parere inoltrata dal responsabile del procedimento autorizzativo unico o dal richiedente, verifica se la medesima STMG è ancora realizzabile e comunica gli esiti di tale verifica al responsabile del procedimento e al richiedente. Nel caso in cui si renda necessario il coordinamento con altri gestori di rete, la predetta tempistica è definita al netto dei tempi necessari per il coordinamento, compresi tra la data di invio della richiesta di

coordinamento e la data di ricevimento del parere dell'altro gestore di rete. Quest'ultimo invia il proprio parere entro 15 giorni lavorativi dalla data di ricevimento della richiesta di coordinamento.

Qualora l'esito della verifica effettuata dal gestore di rete:
- sia positivo, il gestore di rete prenota la capacità sulla rete confermando in via definitiva la STMG;
- sia negativo, il gestore di rete, nei successivi 45 giorni lavorativi, al netto dei tempi necessari per l'eventuale coordinamento con altri gestori di rete, elabora una nuova STMG e la comunica, nelle medesime tempistiche, al richiedente prenotando, in via transitoria, la relativa capacità sulla rete. La nuova STMG decade qualora non sia accettata dal richiedente entro 30 giorni solari dalla data di ricevimento della predetta comunicazione; contestualmente decade anche il preventivo vigente. A seguito dell'accettazione della nuova STMG, il gestore di rete prenota in via definitiva la relativa capacità di trasporto sulla rete.

Qualora il procedimento autorizzativo si concluda oltre:
- 210 giorni lavorativi dalla data di accettazione del preventivo, nel caso di connessioni in media tensione;
- 270 giorni lavorativi dalla data di accettazione del preventivo, nel caso di connessioni in alta e altissima tensione,

e in mancanza del parere positivo da parte del gestore di rete in merito alla realizzabilità della STMG oggetto di autorizzazione, la medesima STMG rimane indicativa e non è vincolante per il gestore di rete. In tali casi, a seguito della comunicazione di completamento del procedimento autorizzativo, il gestore di rete verifica la fattibilità e la realizzabilità della STMG autorizzata. Qualora la verifica abbia esito positivo, tale STMG è confermata e il gestore di rete prenota in via definitiva la relativa capacità di rete. In caso contrario, il preventivo decade e il corrispettivo per la connessione già versato è restituito maggiorato degli interessi legali maturati.

Nel caso di connessioni in alta e altissima tensione, a parità di potenza in immissione richiesta, il corrispettivo per la connessione può subire variazioni in aumento fino a un massimo del 20% rispetto al valore indicato nel preventivo, indipendentemente dall'effettiva soluzione per la connessione che verrà realizzata; nel caso di connessioni in media tensione, a parità di potenza in immissione richiesta, il corrispettivo per la connessione non è modificato.

2.15.3 Applicazione delle disposizioni finalizzate a superare il problema della saturazione virtuale delle reti elettriche alle richieste di connessione in corso

Vista l'urgenza dell'intervento e i problemi di saturazione virtuale delle reti che già oggi appaiono molto rilevanti, l'Autorità ha previsto che le disposizioni descritte nei paragrafi 2.15.1 e 2.15.2, nonché le disposizioni relative alle tempistiche in capo ai richiedenti per l'avvio degli iter autorizzativi e le tempistiche per l'inizio dei lavori di realizzazione dell'impianto di produzione, si applichino anche alle richieste di connessione in corso secondo quanto descritto di seguito.

Ai sensi del punto 3. della deliberazione 226/2012/R/eel, l'articolo 33 del TICA (prenotazione della capacità di rete al termine o nel corso del procedimento per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'impianto di produzione) si applica anche nel caso di richieste di connessione già inviate al gestore di rete al 28 maggio 2012 (data di entrata in vigore della deliberazione 226/2012/R/eel). Per tali richieste:
- le tempistiche di cui all'articolo 33, comma 33.2, del TICA (validità della STMG indicata nel preventivo che comporta la prenotazione temporanea della relativa capacità di rete) si applicano a decorrere dal 28 maggio 2012 ovvero dalla data di accettazione del preventivo qualora successiva;
- il gestore di rete ne dà comunicazione al richiedente, anche per il tramite del portale informatico ed eventualmente nel preventivo qualora non ancora inviato.

Inoltre, ai sensi della deliberazione 328/2012/R/eel:

- le disposizioni previste dai commi 9.3, 9.5, 21.3, 21.5 (tempistiche in capo ai richiedenti per l'avvio degli iter autorizzativi) e dall'articolo 31 (tempistiche per l'inizio dei lavori di realizzazione dell'impianto di produzione) del TICA si applicano anche alle richieste di connessione in corso al 27 luglio 2012 (data di entrata in vigore della deliberazione 328/2012/R/eel). Per tali richieste, le tempistiche indicate nei predetti commi e articoli si applicano a decorrere dal 27 luglio 2012 ovvero dalla data di accettazione del preventivo qualora successiva (punto 3. della deliberazione 328/2012/R/eel);
- la disposizione di cui al comma 33.1 del TICA si applica anche agli impianti con potenza nominale fino a 1 MW il cui preventivo sia stato accettato prima del 27 luglio 2012.

2.16 Modalità di coordinamento tra gestori di rete

Il coordinamento tra gestori di rete può essere necessario nel caso in cui la connessione debba essere effettuata a una rete diversa dalla rete gestita dal gestore di rete a cui è presentata la richiesta di connessione ovvero nel caso in cui la connessione sia effettuata alla rete gestita dal gestore a cui è presentata la richiesta di connessione ma comporta interventi su reti gestite da altri gestori.

2.16.1 Caso in cui la connessione debba essere effettuata a una rete diversa dalla rete gestita dal gestore di rete a cui è presentata la richiesta di connessione

Qualora la connessione debba essere effettuata a una rete diversa dalla rete gestita dal gestore di rete a cui è presentata la richiesta di connessione (primo gestore), il primo gestore, entro 15 giorni lavorativi dalla data di ricevimento della richiesta di connessione, trasmette al gestore della rete a cui potrebbe essere connesso l'impianto (secondo gestore) le informazioni necessarie per effettuare l'analisi tecnica di fattibilità della soluzione di connessione. Contestualmente informa il richiedente dell'avvio della procedura di coordinamento, indicando le cause che comportano la necessità che la connessione dell'impianto di produzione avvenga sulla rete di un gestore di rete diverso da quello a cui è presentata la richiesta di connessione.

Il secondo gestore, entro 20 giorni lavorativi dalla data di ricevimento della comunicazione inviata dal primo gestore, si coordina con il primo gestore anche in relazione alla fattibilità della connessione sulla propria rete. Al termine del coordinamento, il corrispettivo versato dal richiedente per l'ottenimento del preventivo e tutta la documentazione tecnica necessaria sono trasferiti al secondo gestore qualora sia quest'ultimo a erogare il servizio di connessione; in caso di mancato coordinamento, l'erogazione del servizio di connessione rimane in capo al primo gestore.

Entro i successivi 5 giorni lavorativi, il gestore di rete che erogherà il servizio di connessione a seguito del coordinamento ne dà informazione al richiedente. A decorrere da questa data si applicano le tempistiche previste dal TICA.

Nel caso in cui non siano rispettate le tempistiche del presente paragrafo, il gestore di rete a cui sono attribuite le tempistiche eroga al richiedente il medesimo indennizzo automatico pari a 20 €/giorno per ogni giorno lavorativo di ritardo.

2.16.2 Caso in cui la connessione sia effettuata alla rete gestita dal gestore a cui è presentata la richiesta di connessione ma comporta degli interventi su reti di altri gestori di rete

Qualora per la connessione alla rete del gestore (primo gestore) a cui è presentata la richiesta di connessione siano necessari degli sviluppi di rete che interessano la rete a monte, gestita da gestita da un diverso gestore (secondo gestore), ovvero nei casi in cui a causa della presenza di vincoli

tecnici alla connessione, è necessario adeguare le infrastrutture rendendole idonee a una gestione attiva, oppure realizzare nuovi punti di connessione tra la rete di una impresa distributrice e la rete di un'altra impresa distributrice o di Terna, i gestori di rete interessati attuano opportune forme di coordinamento di natura tecnica ed economica.

Le predette forme di coordinamento devono essere definite dai gestori di rete coinvolti e rese pubbliche nel sito internet dei medesimi, previa comunicazione all'Autorità, specificando le tempistiche relative alle varie attività, anche in relazione alle MCC di ciascun gestore di rete.

Nei casi in cui si presentino le casistiche precedentemente descritte, il primo gestore richiede al secondo gestore l'attivazione della procedura di coordinamento entro 25 giorni lavorativi dalla data di ricevimento della richiesta di connessione, dandone comunicazione al richiedente entro la medesima tempistica. La predetta comunicazione al richiedente deve contenere i riferimenti della procedura di coordinamento, non appena quest'ultima verrà definita e pubblicata, con particolare riferimento alle tempistiche entro cui il secondo gestore di rete dovrà fornire al primo gestore gli elementi di propria competenza.

A seguito del coordinamento tra i gestori di rete, il primo gestore, entro 20 giorni lavorativi dalla data di ricevimento delle informazioni trasmesse dal secondo gestore relative alle tempistiche di intervento sulla propria rete, trasmette al richiedente il preventivo completo comprensivo delle tempistiche di realizzazione della connessione e dei relativi corrispettivi nel rispetto del TICA.

Nel caso in cui non siano rispettate le tempistiche del presente paragrafo, il gestore di rete a cui sono attribuite le tempistiche eroga al richiedente il medesimo indennizzo automatico pari a 20 €/giorno per ogni giorno lavorativo di ritardo.

2.17 Casi di decadenza del preventivo

I casi di decadenza del preventivo, diversi dal caso di rinuncia da parte del richiedente, sono i seguenti:

- mancata presentazione della richiesta di avvio del procedimento autorizzativo unico, ovvero del procedimento autorizzativo per la costruzione e l'esercizio dell'impianto di produzione qualora non si applichi il procedimento autorizzativo unico, comprensiva di tutta la documentazione necessaria, ivi compreso il progetto dell'impianto di rete per la connessione e degli eventuali interventi sulla rete esistente (ove previsti) validato dal gestore di rete, entro:
  - 60 giorni lavorativi per connessioni in bassa tensione;
  - 90 giorni lavorativi per connessioni in media tensione;
  - 120 giorni lavorativi per connessioni in alta tensione;
  - 180 giorni lavorativi per connessioni in altissima tensione,

  dalla data di accettazione del preventivo per la connessione (commi 9.3, 9.5, 21.3 e 21.5 del TICA);
- esito negativo del procedimento autorizzativo unico o dell'iter per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'impianto di produzione, a decorrere dalla data di ricevimento dell'informativa inviata dal richiedente (commi 9.11 e 21.11 del TICA);
- mancata realizzazione dell'impianto di produzione entro le tempistiche previste dall'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio, ivi incluse eventuali proroghe concesse dall'ente autorizzante (commi 9.14 e 21.14 del TICA);
- mancato invio della comunicazione, mediante dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà, di inizio dei lavori di realizzazione dell'impianto di produzione, entro:
  - 12 mesi dalla data di comunicazione di accettazione del preventivo, nel caso di connessioni in bassa e media tensione;

- 18 mesi dalla data di comunicazione di accettazione del preventivo, nel caso di connessioni in alta e altissima tensione,

ovvero di mancato inizio dei lavori di realizzazione dell'impianto entro i medesimi termini, a causa della mancata conclusione dei procedimenti autorizzativi o per cause di forza maggiore o per cause non imputabili al richiedente: in questi casi occorre aggiornare il gestore di rete con cadenza periodica di 6 mesi, fino all'effettivo inizio dei lavori (articolo 31 del TICA);

- mancata accettazione, entro 30 giorni solari dalla data di ricevimento da parte del richiedente, della nuova STMG formulata dal gestore di rete durante l'iter autorizzativo (commi 33.5 e 33.6 del TICA);
- verifica della STMG con esito negativo da parte del gestore di rete, qualora il procedimento autorizzativo si concluda oltre i termini previsti dal comma 33.2 del TICA e in mancanza del parere positivo da parte del gestore di rete in merito alla realizzabilità della STMG oggetto di autorizzazione (comma 33.7 del TICA).

2.18 Disposizioni per la tracciatura, nel sistema GAUDÌ, delle pratiche di connessione degli impianti di produzione e delle unità di produzione

2.18.1 Modalità di comunicazione della decadenza di una pratica di connessione

Nel caso di decadenza di una pratica di connessione relativa a un impianto di produzione registrato nel sistema GAUDÌ, il gestore di rete, entro 15 giorno dalla data di decadenza e secondo modalità definite da Terna, ne dà comunicazione al sistema GAUDÌ, riportando anche la data in cui la pratica di connessione è decaduta.

Il richiedente, qualora decida di fare decadere la pratica di connessione a seguito della propria rinuncia, ne dà immediata comunicazione al gestore di rete, con dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà e secondo le modalità definite nelle MCC del gestore di rete. Il gestore di rete, entro 10 giorni lavorativi dalla data di ricevimento della predetta comunicazione, secondo modalità definite da Terna, ne dà comunicazione al sistema GAUDÌ, riportando anche la data in cui la pratica di connessione è decaduta.

Il sistema GAUDÌ, a seguito della comunicazione del gestore di rete, modifica lo stato degli impianti di produzione non ancora in esercizio associati alla pratica di connessione decaduta aggiornando nello stato "Connessione Decaduta" e comunica anche al GSE, secondo modalità definite da Terna, le modifiche intercorse nel sistema. Qualora alla pratica di connessione decaduta siano associati impianti di produzione in esercizio il sistema GAUDÌ, invece, invia un messaggio di errore al gestore di rete.

2.18.2 Modalità di comunicazione della messa in conservazione di una unità o di un impianto di produzione

Il produttore, qualora richieda di mettere in conservazione una propria UP o un proprio impianto di produzione, è tenuto a darne comunicazione al sistema GAUDÌ, secondo modalità definite da Terna, indicando la data a decorrere dalla quale l'UP o l'impianto di produzione sarà messa/o in conservazione, la data indicativa di riattivazione e i tempi necessari per il ripristino della condizione di esercizio. Terna disciplina altresì le modalità sulla base delle quali il sistema GAUDÌ ne dà tempestiva informazione al gestore di rete.

Il gestore di rete, secondo modalità e tempistiche definite da Terna, registra l'avvenuta messa in conservazione dell'UP o dell'impianto di produzione, nonché le date da cui la messa in conservazione ha effetto.

Il sistema GAUDÌ, a seguito della registrazione, modifica lo stato delle UP ovvero dell'impianto di produzione oggetto della richiesta aggiornando lo stato delle UP, ovvero dell'impianto di produzione, in "In Conservazione" e comunica anche al GSE, secondo modalità definite da Terna, le modifiche intercorse nel sistema.

La potenza disponibile in immissione relativa alle UP ovvero agli impianti di produzione messi in conservazione rimane nella disponibilità delle relative UP ovvero dei relativi impianti di produzione.

Le apparecchiature di misura presenti e non più utilizzate restano installate seppur non debbano essere effettuate le attività di raccolta, di validazione, registrazione e di messa a disposizione delle misure dell'energia elettrica. Il produttore, per il periodo di messa in conservazione, in relazione alle predette apparecchiature di misura, riconosce al gestore di rete il solo corrispettivo relativo all'attività di installazione e manutenzione ove previsto.

2.18.3 Modalità di comunicazione della riattivazione di una unità o di un impianto di produzione

Ai fini della riattivazione di UP ovvero di un impianto di produzione a seguito della messa in conservazione, qualora non sia necessario apportare modifiche all'UP/impianto di produzione oggetto di attivazione, né alla connessione, il richiedente è tenuto a darne comunicazione al sistema GAUDÌ, secondo modalità definite da Terna, indicando la data a decorrere dalla quale l'UP ovvero l'impianto di produzione sarà riattivato, previo pagamento del corrispettivo forfetario, a copertura dei costi sostenuti ai fini delle attività di propria competenza, pari a quello di cui all'articolo 27 del Testo Integrato Connessioni (TIC). Terna disciplina altresì le modalità sulla base delle quali il sistema GAUDÌ ne dà tempestiva informazione al gestore di rete.

Il gestore di rete, entro 15 giorni lavorativi verifica che effettivamente la richiesta di riattivazione non necessiti di modifiche da apportare alla connessione o alla documentazione a essa associata (contratto di connessione, regolamento di esercizio, etc.). Nel caso in cui non ci siano modifiche da apportare e sia stato effettuato il pagamento del corrispettivo forfetario, ferma restando la conclusione di tutte le altre eventuali attività previste dal comma 10.10bis del TICA propedeutiche all'attivazione della connessione nonché la verifica dell'attivazione dello stato di "UP Abilitata ai fini dell'Attivazione e dell'Esercizio" e "Impianto Abilitato ai fini dell'Attivazione e dell'Esercizio" nel sistema GAUDÌ, il gestore di rete, entro 15 giorni lavorativi, valida nel medesimo sistema GAUDÌ la richiesta di riattivazione, nonché la data da cui essa ha effetto. In caso contrario (la riattivazione di UP ovvero di un impianto di produzione a seguito della messa in conservazione, comporti la necessità di apportare modifiche alla connessione o alla UP ovvero all'impianto di produzione), entro 15 giorni lavorativi, nega la riattivazione tramite il sistema GAUDÌ, evidenziando che ai fini della riattivazione è necessario presentare al gestore di rete l'apposita richiesta di cui all'articolo 6 del TICA (si veda il paragrafo 2.5).

Il sistema GAUDÌ, a seguito della validazione del gestore di rete, modifica lo stato delle UP ovvero dell'impianto di produzione oggetto della richiesta aggiornando lo stato delle UP, ovvero dell'impianto di produzione, in "In esercizio" e comunica anche al GSE, secondo modalità definite da Terna, le modifiche intercorse nel sistema.

2.18.4 Modalità di comunicazione della dismissione di una unità o di un impianto di produzione

Il produttore, qualora decida di dismettere una propria UP o impianto di produzione, è tenuto a darne comunicazione al sistema GAUDÌ, secondo modalità definite da Terna, indicando la data a

decorrere dalla quale l'UP ovvero l'impianto di produzione sarà dismessa/o. Terna disciplina altresì le modalità sulla base delle quali il sistema GAUDÌ dà tempestiva informazione al gestore di rete.

Il gestore di rete, secondo modalità e tempistiche definite da Terna, valida l'avvio della procedura di dismissione dell'UP ovvero dell'impianto di produzione, nonché le date da cui tale avvio ha effetto.

Il sistema GAUDÌ, a seguito della comunicazione del gestore di rete, modifica lo stato delle UP ovvero dell'impianto di produzione oggetto della richiesta aggiornando lo stato delle UP, ovvero dell'impianto di produzione, in "In Dismissione" e comunica anche al GSE, secondo modalità definite da Terna, le modifiche intercorse nel sistema.

La potenza disponibile in immissione relativa alle UP ovvero agli impianti di produzione in dismissione è rimessa a disposizione del gestore di rete, con l'unica eccezione dei casi in cui il produttore richieda contestualmente la modifica della connessione esistente al fine di riutilizzare, per una nuova UP o impianto, tutta o parte della potenza che si rende disponibile nel punto di connessione esistente.

Le apparecchiature di misura presenti, per le quali il gestore di rete è responsabile dell'attività di installazione e manutenzione e non più necessarie per effetto della dismissione, sono rimosse dal medesimo gestore di rete. In relazione alle apparecchiature di misura non più utilizzate, a decorrere dal giorno di avvio della dismissione come risultante nel sistema GAUDÌ, non devono essere effettuate le attività di raccolta, di validazione, registrazione e di messa a disposizione delle misure dell'energia elettrica. Dalla medesima data, il produttore, in relazione alle predette apparecchiature, non riconosce più al gestore di rete alcun corrispettivo per il servizio di misura.

2.19 Ulteriori disposizioni

Qualora, durante l'esercizio dell'impianto di produzione, il gestore di rete rileva, in almeno due distinti mesi nell'anno solare, immissioni di energia elettrica eccedenti la potenza in immissione richiesta, il gestore di rete, ove tecnicamente possibile:

- modifica il valore della potenza in immissione richiesta, provvedendo a modificare di conseguenza il contratto di connessione;
- applica al richiedente il doppio del corrispettivo per la connessione che verrebbe determinato, sulla base della regolazione vigente al momento del ricalcolo, qualora il produttore richieda l'aumento, di pari entità, della propria potenza disponibile in immissione.

Inoltre, nel caso di connessioni in alta e altissima tensione, qualora le sistematiche immissioni di energia elettrica eccedenti la potenza in immissione richiesta compromettano la sicurezza del sistema elettrico, il gestore di rete ne dà esplicita evidenza al produttore indicando la necessità di richiedere una nuova connessione e, qualora tali situazioni persistano in assenza di azioni da parte del produttore, procede al distacco dell'impianto di produzione fino alla realizzazione di una nuova connessione.

Nel caso in cui il richiedente presenti al gestore di rete una nuova richiesta di connessione alla rete ovvero una richiesta di adeguamento di una connessione esistente sia in prelievo che in immissione, qualora i prelievi non siano unicamente destinati all'alimentazione dei servizi ausiliari, il corrispettivo per la connessione è posto pari a quello che, complessivamente, sosterrebbe un cliente finale che chiede, in sequenza, prima la connessione dell'utenza passiva ai sensi del Testo Integrato Connessioni (TIC) e poi la connessione dell'impianto di produzione ai sensi del TICA.

Nel caso in cui il richiedente presenti al gestore di rete una nuova richiesta di connessione alla rete in immissione e in prelievo e qualora i prelievi siano unicamente destinati all'alimentazione dei servizi ausiliari, si applicano unicamente le disposizioni previste dal TICA.

Nel caso di richiesta di adeguamento di connessione esistente, l'eventuale adeguamento della sola potenza disponibile in immissione non comporta un corrispondente adeguamento della potenza già disponibile in prelievo.

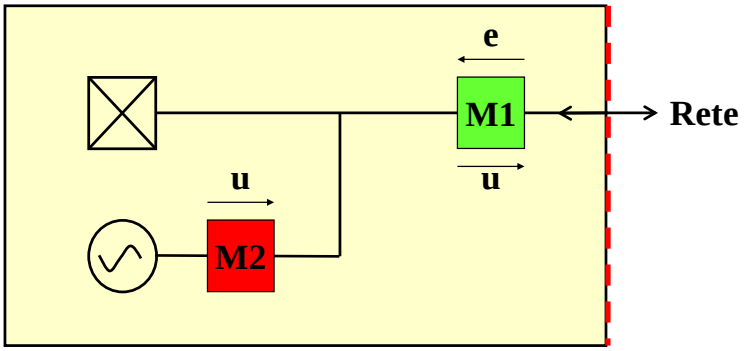
Nei casi in cui il richiedente intenda ridurre la potenza in immissione richiesta:

- qualora la riduzione della potenza in immissione richiesta sia al più pari al minimo tra il 10% della potenza precedentemente richiesta in immissione e 100 kW, tale riduzione non si configura come una modifica del preventivo. Il richiedente ne dà evidenza al gestore di rete entro la data di completamento dell'impianto di produzione. Nei casi in cui l'impianto di rete per la connessione non sia realizzato in proprio, entro 2 mesi dalla data di attivazione della connessione, il gestore di rete restituisce al richiedente la differenza tra il corrispettivo per la connessione versato e il corrispettivo per la connessione ricalcolato a seguito della riduzione della potenza in immissione richiesta. Nei casi di realizzazione in proprio dell'impianto di rete per la connessione, il gestore di rete, ai fini dell'applicazione dei commi 16.6 e 30.6, tiene conto del corrispettivo per la connessione ricalcolato a seguito della riduzione della potenza in immissione richiesta;
- in tutti gli altri casi, il richiedente è tenuto a richiedere una modifica del preventivo secondo le disposizioni previste dai commi 7.5, 7.8, 19.5 e 19.8 del TICA.

Nel caso in cui la connessione sia attivata per un valore della potenza in immissione inferiore rispetto a quello riportato nel preventivo e autorizzato, in assenza dell'esplicita evidenza da parte del richiedente come precedentemente descritta, la capacità di trasporto relativa alla potenza in immissione non utilizzata è resa disponibile al gestore di rete senza alcun ricalcolo del corrispettivo per la connessione. Sono fatti salvi i casi in cui l'impianto di produzione è suddiviso in sezioni ed è attivato in date successive.

Capitolo 3
Misura dell'energia elettrica

La quasi totalità dei flussi di energia elettrica che rilevano ai fini tecnici ed economici nel sistema elettrico è relativa all'energia elettrica scambiata con la rete, vale a dire all'energia elettrica immessa e prelevata (apparecchiatura di misura M1 in figura 3.1). Tuttavia, in alcuni casi, è necessaria anche la misura dell'energia elettrica prodotta (apparecchiatura di misura M2 in figura 3.1) che, qualora vi siano consumi in sito istantanei, è maggiore dell'energia elettrica immessa. Ad esempio, la misura dell'energia elettrica prodotta serve qualora vi siano incentivi a essa riferiti (quali i certificati verdi e i relativi sostituti o il conto energia per gli impianti fotovoltaici) o quando si debba calcolare la quantità di energia elettrica consumata in sito (prevedendo opportuni algoritmi a partire dai dati di misura dell'energia elettrica prodotta, immessa e prelevata).



- figura 3.1 -

3.1 Misura dell'energia elettrica immessa e prelevata, dell'energia elettrica prodotta e dell'energia elettrica consumata

3.1.1 Riferimenti regolatori

Le disposizioni relative alle responsabilità delle diverse operazioni che costituiscono l'attività di misura elettrica nonché dell'erogazione del servizio di misura elettrica sono definite nell'Allegato B alla deliberazione 568/2019/R/eel recante *"Testo integrato delle disposizioni per la regolazione dell'attività di misura dell'energia elettrica 2020-2023*" (Testo Integrato Misura Elettrica – TIME); tali disposizioni sono in vigore dal 1 gennaio 2020 e regolano lo svolgimento delle predette operazioni, indipendentemente dal soggetto che ne è responsabile, sia esso un gestore di rete o meno.

3.1.2 Cosa si intende per attività di misura elettrica

L'attività di misura elettrica è l'attività finalizzata a effettuare e rendere disponibili le misure dell'energia elettrica e della potenza, attive e reattive, relative alle unità di produzione e alle unità di consumo connesse, anche indirettamente, alle reti di distribuzione e di trasmissione, e relative alle interconnessioni tra reti. Tale attività comprende le operazioni organizzative e di elaborazione, informatiche e telematiche, relative all'installazione e manutenzione delle apparecchiature di misura, alla gestione dei dati di misura e alle operazioni di natura commerciale sulle apparecchiature di misura, sia laddove la sorgente di tali dati è un'apparecchiatura di misura, sia

laddove la determinazione di tali dati è ottenuta convenzionalmente tramite l'applicazione di algoritmi numerici.

L'attività di misura elettrica è costituita da tre diverse operazioni:

- operazioni di installazione e manutenzione delle apparecchiature di misura[34]. Tali operazioni sono quelle finalizzate a garantire la disponibilità e il buon funzionamento delle apparecchiature di misura necessarie per rendere disponibili le misure dell'energia elettrica previste dalla regolazione vigente e comprendono la messa in loco, l'installazione, la parametrizzazione e la messa in servizio delle apparecchiature di misura, nonché la verifica periodica del corretto funzionamento delle stesse, l'eventuale ripristino delle funzionalità o sostituzione e l'accessibilità delle misure presso i misuratori[35] al soggetto responsabile della gestione dei dati di misura;
- operazioni di gestione dei dati di misura. Tali operazioni sono quelle finalizzate a garantire, ai soggetti aventi titolo, la disponibilità dei dati di misura dell'energia elettrica utilizzabili ai fini dello svolgimento dei servizi regolati. Sono qui ricomprese le operazioni necessarie alla raccolta, alla validazione, alla registrazione e all'eventuale stima, ricostruzione, rettifica e messa a disposizione dei dati di misura medesimi ai soggetti interessati; rientrano in queste operazioni anche l'installazione e la manutenzione dei concentratori, dei relativi dispositivi di telecomunicazione e del sistema di telegestione dei misuratori;
- operazioni di natura commerciale sul misuratore. Tali operazioni sono gli interventi, diretti o indiretti, conseguenti a modifiche contrattuali o a gestioni del rapporto commerciale che non richiedano la sostituzione del misuratore di energia elettrica. Sono esclusi gli interventi di sospensione, riattivazione e distacco.

3.1.3 Definizione e individuazione dei punti di misura

Definizione dei punti di misura

Al fine di integrare la regolazione dell'attività di misura dell'energia elettrica prodotta e la regolazione dell'attività di misura dell'energia elettrica immessa e prelevata, è stato superato l'esclusivo riferimento al punto di connessione, introducendo invece il più generale concetto di punto di misura.

Il punto di misura è un punto sulla rete elettrica o sull'impianto di utenza a cui è associata una misura. Ogni punto di misura può essere un:

- punto di misura teorico: il punto fisico in corrispondenza del quale dovrebbe essere installata un'apparecchiatura di misura affinché sia possibile la misura necessaria per l'applicazione delle disposizioni normative e regolatorie vigenti;
- punto di misura effettivo: il punto fisico in cui è effettivamente installata l'apparecchiatura di misura.

Il dato di misura deve essere riferito al punto di misura teorico. Pertanto, le apparecchiature di misura devono essere installate nei punti di misura teorici: il punto di misura teorico coincide quindi, in generale, con il punto di misura effettivo. Solo nei casi residuali in cui ciò non fosse tecnicamente possibile, previa autorizzazione del soggetto responsabile delle operazioni di gestione

[34] L'apparecchiatura di misura è l'insieme delle apparecchiature necessarie per garantire l'effettuazione delle misure e l'acquisizione dei dati di misura di potenza ed energia elettrica. Comprende il misuratore e, ove necessari, i riduttori di tensione (TV) e i riduttori di corrente (TA), i dispositivi di elaborazione, registrazione e telecomunicazione delle misure di energia elettrica, nonché il cablaggio, il software e tutti gli altri equipaggiamenti necessari per garantire la trasmissione delle misure di energia elettrica.

[35] Il misuratore dell'energia elettrica è un dispositivo funzionale alla misura dell'energia elettrica, destinato a misurare l'energia elettrica attiva e, ove previsto, l'energia reattiva, mediante integrazione della potenza rispetto al tempo, nonché la potenza attiva e, ove previsto, la potenza reattiva.

dei dati di misura e delle operazioni di natura commerciale, sono individuati punti di misura effettivi, diversi dai punti di misura teorici, sulla base di scelte volte a ottimizzare l'entità e il costo degli interventi necessari.

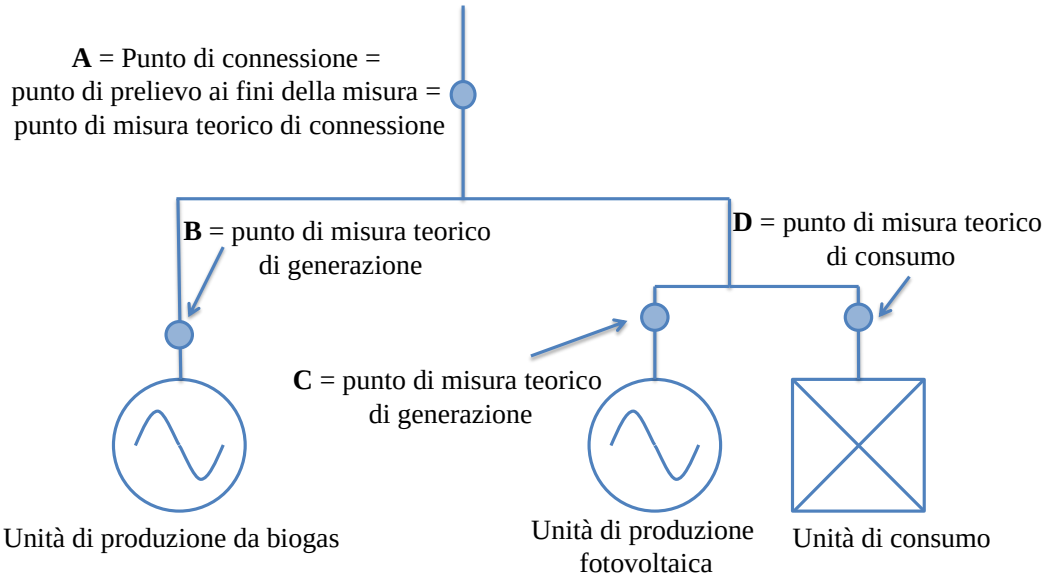
Qualora i punti di misura effettivi non coincidano con i punti di misura teorici, il responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura definisce opportuni algoritmi affinché il dato di misura rilevato nel punto di misura effettivo possa essere riportato al relativo punto di misura teorico. Tali algoritmi, redatti secondo i criteri riportati nella specifica tecnica di misura (si veda il paragrafo 2.3) e definiti di concerto con il gestore di rete qualora quest'ultimo non coincida con il responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura, includono coefficienti atti a tenere conto delle eventuali perdite di rete e di trasformazione presenti nel tratto compreso tra il punto di misura effettivo e il punto di misura teorico.

Nelle more del completamento della specifica tecnica di misura, i predetti algoritmi nonché le altre informazioni in essa contenute sono definiti dal responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura di concerto con il gestore di rete qualora diverso.

A sua volta il punto di misura può essere distinto tra:
- punto di misura di utenza, che è un punto di misura presso l'utente finale, sia esso un cliente finale o un produttore;
- punto di misura di interconnessione, che rileva ai fini delle misure elettriche in un determinato punto di interconnessione. Il punto di misura teorico di interconnessione coincide con un punto di interconnessione tra reti elettriche.

Il punto di misura di utenza può essere un:
- punto di misura di connessione, che rileva ai fini delle misure elettriche dei prelievi e delle immissioni. Il punto di misura teorico di connessione coincide con il punto di connessione che, a sua volta, si differenzia in:
  - punto di immissione pura ai fini della misura qualora il punto di connessione sia asservito esclusivamente a impianti di produzione. Attraverso tale punto di connessione, nella titolarità del produttore, avvengono immissioni e soli prelievi finalizzati ad alimentare i servizi ausiliari di generazione o consumi a essi assimilati. In tali casi il produttore è il titolare del punto di connessione;
  - punto di prelievo ai fini della misura in tutti i casi diversi dal caso di punto di immissione pura (cioè in tutti i casi in cui il punto di connessione è asservito esclusivamente a impianti di consumo ovvero a impianti di produzione e di consumo che non ricadono nella categoria degli ausiliari di generazione o dei consumi a essi assimilati). In tali casi il cliente finale è il titolare del punto di connessione;
- punto di misura di consumo, nella titolarità di un cliente finale, che rileva ai fini delle misure elettriche dei consumi nei casi in cui esse siano necessarie per l'applicazione delle normative e della regolazione vigente. In tali casi, usualmente, è sufficiente individuare solo un punto di misura teorico, in assenza di un punto di misura effettivo (cioè in assenza di apparecchiature di misura), potendo quantificare l'energia elettrica consumata tramite algoritmi;
- punto di misura di generazione, nella titolarità di un produttore, che rileva ai fini delle misure elettriche della produzione nei casi in cui esse siano necessarie per l'applicazione delle normative e della regolazione vigente;

Nella figura 3.2 è riportato un esempio di applicazione di quanto precedentemente descritto in relazione alle definizioni dei diversi punti di misura di utenza.



- figura 3.2 -

In relazione alla figura 3.2, è possibile individuare i seguenti punti di misura:

- *A* è un punto di misura teorico di connessione, coincidente con il punto di connessione. Nel caso specifico, quest'ultimo è un punto di prelievo ai fini della misura poiché per il suo tramite è prelevata energia elettrica destinata anche all'alimentazione di una unità di consumo. Al punto di misura A sono associati i dati di misura dell'energia elettrica immessa e prelevata. Questo è l'unico punto di misura sempre presente, anche nei casi più semplici in cui vi è solo un cliente finale o solo un produttore;
- *B* è un punto di misura teorico di generazione, riferito a un impianto alimentato da biogas di potenza inferiore a 1 MW che, ad esempio, beneficia degli incentivi di cui al decreto interministeriale 6 luglio 2012 ovvero al decreto interministeriale 23 giugno 2016 ovvero al decreto interministeriale 4 luglio 2019. Poiché in tal caso l'energia elettrica incentivata è pari al minimo tra la quantità di energia elettrica immessa e di energia elettrica prodotta netta (a sua volta pari all'energia elettrica prodotta lorda detratto un consumo forfetario dei servizi ausiliari), il punto di misura teorico di generazione deve essere collocato presso i morsetti del generatore, affinché a esso siano associati i dati di misura dell'energia elettrica prodotta lorda;
- *C* è un punto di misura teorico di generazione, riferito a un impianto fotovoltaico che, ad esempio, beneficia degli incentivi di cui al decreto interministeriale 5 luglio 2012. Anche in questo caso, come nel precedente e per le stesse motivazioni, il punto di misura teorico di generazione deve essere collocato presso l'inverter, affinché a esso siano associati i dati di misura dell'energia elettrica prodotta lorda;
- *D* è un punto di misura teorico di consumo.

Nell'esempio riportato, pur avendo un unico punto di misura teorico di connessione, sarà cura del responsabile dell'operazione di gestione dei dati di misura ripartire l'unica misura dell'energia elettrica immessa in due parti: una riferita all'impianto alimentato da biogas e una riferita all'impianto fotovoltaico. Inoltre, pur individuando il punto di misura teorico di consumo, non è necessario installare un'apposita apparecchiatura per misurare l'energia elettrica consumata (individuando, quindi, un punto di misura di consumo effettivo) poiché la misura dell'energia elettrica consumata è quantificabile tramite algoritmi (a partire dai dati di energia elettrica prelevata, immessa e prodotta).

In tutti i casi in cui il punto di misura effettivo (cioè il punto in cui è effettivamente installata l'apparecchiatura di misura) non coincide con il punto di misura teorico (a cui i dati di misura

devono essere riferiti), occorre ricondurre il dato di misura a quest'ultimo punto per il tramite di appositi algoritmi.

Nell'ambito della specifica tecnica di misura (si veda il paragrafo 2.3) verranno delineati i diversi casi che si possono presentare, soprattutto qualora siano presenti impianti di produzione che accedono a strumenti incentivanti ovvero sistemi semplici di produzione e consumo.

Nel caso semplice in cui è presente un solo cliente finale con un'unica unità di consumo, tra i vari punti di misura teorici riportati nella figura 3.2, compare solo il punto di misura teorico A, coincidente con il punto di prelievo ai fini della misura, a cui sono associati i dati di misura dell'energia elettrica prelevata.

Individuazione dei punti di misura

- *Individuazione dei punti di misura di connessione*

Il punto di misura teorico di connessione coincide con il punto di connessione.

Il punto di misura effettivo di connessione, qualora non coincida con il punto di misura teorico di connessione, deve essere autorizzato dal soggetto responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura e delle operazioni di natura commerciale e deve rispettare i seguenti criteri di localizzazione:

- le apparecchiature di misura devono essere installate, per quanto possibile e compatibilmente con l'economicità e l'efficienza delle installazioni, nelle immediate vicinanze del punto di connessione, anche se in posizione non direttamente accessibile per il gestore di rete in assenza dell'utente della rete elettrica;
- nel caso di proprietà recintate, le apparecchiature di misura possono essere localizzate al limite della proprietà in idoneo manufatto, con diretto accesso da strada aperta al pubblico.

Nel caso di:

- clienti finali in bassa tensione il punto di misura effettivo di connessione coincide con il punto di connessione.
- edifici con più unità immobiliari, i punti di misura effettivi di connessione in bassa tensione possono essere centralizzati in un apposito vano, ovvero collocati presso le singole unità immobiliari.

- *Individuazione dei punti di misura di generazione*

Il punto di misura teorico di generazione è individuato, ove necessario ai fini del rispetto della normativa e della regolazione vigente, in funzione delle finalità della misura dell'energia elettrica prodotta. In generale, nel caso di impianti fotovoltaici è il più vicino possibile agli apparati di conversione della corrente da continua ad alternata (uno o più inverter), mentre nel caso degli altri impianti di produzione è il più vicino possibile ai morsetti del generatore.

Il punto di misura effettivo di generazione, qualora non coincida con il punto di misura teorico di generazione, deve essere autorizzato dal soggetto responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura e delle operazioni di natura commerciale e deve essere individuato sulla base di scelte volte a ottimizzare l'entità e il costo degli interventi necessari, nel rispetto dei seguenti requisiti minimi:

- le relative apparecchiature di misura sono poste all'interno della proprietà del produttore o al confine di tale proprietà, secondo quanto indicato dal medesimo produttore. Nel primo caso il produttore si impegna a consentire l'accesso alle apparecchiature di misura al personale del gestore di rete per l'espletamento delle attività di propria competenza;

- il posizionamento delle apparecchiature di misura è tale da assicurare al gestore di rete la possibilità di adempiere ai propri obblighi in condizioni di sicurezza, nel rispetto di quanto disposto dal decreto legislativo n. 81/08, senza dover ricorrere all'utilizzo di mezzi speciali per l'accesso alle apparecchiature di misura.

Non sono ammesse, da parte del responsabile dell'operazione di gestione dei dati di misura, correzioni ai dati di misura dell'energia prodotta ulteriori rispetto a quanto ottenuto in esito ai precedenti algoritmi.

Nel caso di impianti di produzione per i quali la misura dell'energia elettrica prodotta coincide con la misura dell'energia elettrica immessa in rete, il punto di misura di generazione coincide con il punto di misura di connessione, fatte salve esplicite richieste da parte del produttore. Non è quindi necessario installare più apparecchiature di misura.

Nel caso in cui più impianti di produzione o più unità di produzione condividano un unico punto di connessione, pur in presenza di un unico punto di misura di connessione, il responsabile dell'operazione di gestione dei dati di misura raccoglie, registra e valida le misure dell'energia elettrica prodotta e dell'energia elettrica immessa da ciascun impianto di produzione o da ciascuna unità di produzione, utilizzando gli algoritmi di misura definiti nella specifica tecnica di misura. Tali disposizioni trovano applicazione anche nel caso in cui sia necessario distinguere l'energia elettrica immessa tra più sezioni che compongono il medesimo impianto di produzione.

Nei casi:
- in cui più impianti di produzione o più unità di produzione condividano un unico punto di connessione, pur in presenza di un unico punto di misura di connessione;
- di potenziamento di un impianto di produzione,

il responsabile dell'operazione di installazione e manutenzione delle apparecchiature di misura dell'energia prodotta installa il minor numero possibile di apparecchiature di misura al fine di disporre dei dati di misura necessari per l'applicazione della normativa vigente.

- *Individuazione dei punti di misura di consumo*

Il punto di misura teorico di consumo è individuato, ove necessario ai fini del rispetto della normativa e della regolazione vigente, in funzione delle finalità della misura dell'energia elettrica consumata, tenendo altresì conto di quanto previsto dall'articolo 23 del Testo Integrato Sistemi Semplici di Produzione e Consumo nel caso di altri sistemi semplici di produzione e consumo (ASSPC) caratterizzati dalla presenza di più unità di consumo.

Il punto di misura effettivo di consumo non deve essere necessariamente individuato nei casi in cui la misura dell'energia elettrica consumata può essere calcolata, dal responsabile dell'operazione di gestione dei dati di misura, tramite opportuni algoritmi, a partire dai dati di misura dell'energia elettrica prodotta, immessa e prelevata.

Il punto di misura effettivo di consumo, qualora necessario e qualora non coincida con il punto di misura teorico di consumo, è individuato sulla base di scelte volte a ottimizzare l'entità e il costo degli interventi necessari.

3.1.4 Responsabilità delle diverse operazioni che compongono l'attività di misura elettrica e relativi corrispettivi tariffari

Soggetti responsabili nel caso di punti di prelievo ai fini della misura

Per ogni punto di prelievo ai fini della misura è necessario individuare un punto di misura di connessione, mentre, ove necessario, occorre individuare uno o più punti di misura di generazione e/o di consumo.

Nel caso di connessione su rete di bassa tensione, in relazione ai punti di misura di connessione, di generazione e di consumo, il soggetto responsabile di tutte le operazioni che costituiscono l'attività di misura è l'impresa distributrice.

Nel caso di connessione su rete di media tensione:
- in relazione ai punti di misura di connessione e di consumo, il soggetto responsabile di tutte le operazioni che costituiscono l'attività di misura è l'impresa distributrice;
- in relazione ai punti di misura di generazione, il soggetto responsabile delle operazioni di installazione e di manutenzione delle apparecchiature di misura è il produttore, mentre il soggetto responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura nonché di natura commerciale è l'impresa distributrice.

Nel caso di connessione su rete rilevante[36]:
- in relazione ai punti di misura di connessione e di consumo, il soggetto responsabile delle operazioni di installazione e di manutenzione delle apparecchiature di misura è il gestore di rete, mentre il soggetto responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura nonché di natura commerciale è il gestore della rete di trasmissione;
- in relazione ai punti di misura di generazione, il soggetto responsabile delle operazioni di installazione e di manutenzione delle apparecchiature di misura è il produttore, mentre il soggetto responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura nonché di natura commerciale è il gestore della rete di trasmissione.

Soggetti responsabili nel caso di punti di immissione pura ai fini della misura

Per ogni punto di immissione pura ai fini della misura è necessario individuare un punto di misura di connessione, mentre, ove necessario, occorre individuare uno o più punti di misura di generazione e/o di consumo.

Nel caso di connessione su rete di bassa tensione, in relazione ai punti di misura di connessione, di generazione e di consumo, il soggetto responsabile di tutte le operazioni che costituiscono l'attività di misura è l'impresa distributrice.

Nel caso di connessione su rete di media tensione, in relazione ai punti di misura di connessione, di generazione e di consumo, il soggetto responsabile delle operazioni di installazione e di manutenzione delle apparecchiature di misura è il produttore, mentre il soggetto responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura nonché di natura commerciale è l'impresa distributrice.

Nel caso di connessione su rete rilevante[36], in relazione ai punti di misura di connessione, di generazione e di consumo, il soggetto responsabile delle operazioni di installazione e di manutenzione delle apparecchiature di misura è il produttore, mentre il soggetto responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura nonché di natura commerciale è il gestore della rete di trasmissione.

Nella tabella 3.1 sono riassunte le responsabilità relative alle diverse operazioni che compongono l'attività di misura elettrica nei casi di punti di misura di utenza (punti di prelievo ai fini della misura e punti di immissione pura ai fini della misura).

[36] Ai sensi dell'articolo 1, comma 1.2, lettera y), del Testo Integrato Misura Elettrica, la rete rilevante è l'insieme della rete di trasmissione nazionale, ivi inclusa la rete di interconnessione con l'estero, e delle reti di distribuzione in alta tensione direttamente connesse alla rete di trasmissione nazionale in almeno un punto di interconnessione.

		livello di tensione del punto di connessione					
		BT		MT		AT o AAT	
		installazione e manutenzione AdM	*gestione dati di misura e operazioni di natura commerciale*	*installazione e manutenzione AdM*	*gestione dati di misura e operazioni di natura commerciale*	*installazione e manutenzione AdM*	*gestione dati di misura e operazioni di natura commerciale*
punto di prelievo ai fini della misura	***punto di connessione***	impresa distributrice	impresa distributrice	impresa distributrice	impresa distributrice	gestore di rete	TERNA
	punto di generazione	impresa distributrice	impresa distributrice	produttore	impresa distributrice	produttore	TERNA
	punto di consumo	impresa distributrice	impresa distributrice	impresa distributrice	impresa distributrice	gestore di rete	TERNA
punto di immissione puro ai fini della misura	***punto di connessione***	impresa distributrice	impresa distributrice	produttore	impresa distributrice	produttore	TERNA
	punto di generazione	impresa distributrice	impresa distributrice	produttore	impresa distributrice	produttore	TERNA
	punto di consumo	impresa distributrice	impresa distributrice	produttore	impresa distributrice	produttore	TERNA

- tabella 3.1 -

Nei casi in cui la responsabilità delle operazioni di installazione e manutenzione delle apparecchiature di misura, in relazione a un determinato punto di misura effettivo, sia assegnata a soggetti diversi da quelli a cui era attribuita ai sensi della regolazione previgente, questi ultimi mantengono la responsabilità di tali operazioni fino alla sostituzione completa delle apparecchiature di misura relative al predetto punto.

Soggetti responsabili nel caso di utenze con più punti di connessione

Nel caso di un'utenza caratterizzata dalla presenza di più punti di connessione alla rete elettrica, il punto di connessione principale è definito, in generale, come il punto di connessione al più alto livello di tensione. In presenza di più punti di connessione al medesimo livello di tensione, il punto di connessione principale è individuato utilizzando i seguenti criteri in ordine di priorità:

- se almeno uno dei punti di connessione al medesimo livello di tensione è un punto di connessione alla rete di trasmissione, quest'ultimo è il punto di connessione principale;
- se i punti di connessione al medesimo livello di tensione insistono su reti di distribuzione di diverse imprese distributrici, il punto di connessione principale è quello con il maggior valore di potenza disponibile.

Nel caso di un'utenza caratterizzata dalla presenza di più punti di connessione alla rete elettrica, tra loro interconnessi circuitalmente, ai fini della definizione delle responsabilità delle diverse operazioni sui vari punti di connessione:

- se vi è almeno un punto di connessione, sia esso principale o meno, classificabile come punto di prelievo ai fini della misura, tutti i punti di connessione sono classificati come punti di prelievo ai fini della misura;
- qualora non vi sia alcun punto di connessione classificabile come punto di prelievo ai fini della misura, tutti i punti di connessione sono classificati come punti di immissione pura.

Nel caso in cui i punti di connessione siano punti di immissione pura:

- il soggetto responsabile delle operazioni di installazione e manutenzione delle apparecchiature di misura è:
  - nel caso in cui il punto di connessione principale sia su rete di distribuzione in bassa tensione:
    i. per i punti di misura di connessione, il gestore della rete su cui insiste il singolo punto di connessione;

ii. per i punti di misura di generazione o di consumo, il gestore della rete su cui insiste il punto di connessione principale;
  - il produttore in tutti i casi diversi dal precedente alinea;
- il soggetto responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura e delle operazioni di natura commerciale è, per tutti i punti di misura:
  - il gestore della rete di trasmissione qualora il punto di connessione principale sia su rete rilevante[36];
  - l'impresa distributrice su cui insiste il punto di connessione principale in tutti gli altri casi.

Nel caso in cui i punti di connessione siano punti di prelievo:
- il soggetto responsabile delle operazioni di installazione e manutenzione delle apparecchiature di misura è:
  - il gestore della rete su cui insiste il singolo punto di connessione in relazione ai punti di misura di connessione;
  - il gestore di rete su cui insiste il punto di connessione principale in relazione ai punti di misura di consumo;
  - il gestore di rete su cui insiste il punto di connessione principale in relazione ai punti di misura di generazione nel solo caso in cui il punto di connessione principale è su rete di distribuzione in bassa tensione;
  - il produttore in relazione ai punti di misura di generazione qualora il punto di connessione principale sia in media, alta o altissima tensione;
- il soggetto responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura e delle operazioni di natura commerciale è, per tutti i punti di misura:
  - il gestore della rete di trasmissione qualora il punto di connessione principale sia su rete rilevante[36];
  - l'impresa distributrice su cui insiste il punto di connessione principale in tutti gli altri casi.

Soggetti responsabili del servizio di misura e relativi corrispettivi tariffari

Il servizio di misura è il servizio, erogato dalle imprese distributrici nel cui ambito territoriale è ubicato il punto di connessione di un'utenza, avente a oggetto l'attività di misura. Esso è erogato sulla base di un contratto stipulato con l'utente titolare del punto di misura oggetto del servizio stesso, sia esso un cliente finale o un produttore, oppure un suo mandatario coincidente con il mandatario per la stipula del contratto di trasporto con la medesima impresa distributrice.

In tutti i casi in cui la responsabilità delle operazioni di installazione e manutenzione sia in capo al produttore, l'impresa distributrice identifica, nell'ambito del contratto afferente al servizio di misura, le responsabilità e gli obblighi del medesimo produttore ai fini della corretta funzionalità delle apparecchiature di misura.

Nell'ambito del contratto di misura trovano applicazione le componenti tariffarie di misura, definite nel Testo Integrato Misura Elettrica e aggiornate dall'Autorità su base annuale, in corrispondenza di ciascun punto di misura effettivo, in funzione della tipologia di utenza e del livello di tensione corrispondente al medesimo punto di misura effettivo.

3.1.5 Disposizioni relative alle apparecchiature di misura dell'energia elettrica

Le apparecchiature di misura installate presso punti di misura di connessione, di generazione e di consumo afferenti a punti di connessione in altissima, alta e media tensione devono:
- consentire la rilevazione e la registrazione, per ciascuna ora, della potenza attiva prelevata e immessa nonché dell'energia elettrica attiva e reattiva immesse e prelevate;

- essere provviste di un sistema di segnalazione automatica di eventuali irregolarità del proprio funzionamento;
- consentire al soggetto titolare del punto di connessione, ovvero a soggetti dal medesimo delegati previo mandato, l'accesso alle rilevazioni e alle registrazioni delle misure di energia elettrica, con le stesse modalità e indipendentemente dall'accesso alle medesime da parte del soggetto responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura e delle operazioni di natura commerciale. In alternativa, il responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura nonché di natura commerciale, rende disponibili per via informatica al titolare del punto di connessione, ovvero a soggetti dal medesimo delegati previo mandato, i dati di misura dell'energia elettrica registrati nel corso del mese, entro il quinto giorno lavorativo del mese successivo;
- essere predisposte per l'installazione, su richiesta del soggetto titolare del punto di connessione e a spese di quest'ultimo, di dispositivi per il monitoraggio delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica.

Le apparecchiature di misura installate presso punti di misura di connessione, di generazione e di consumo afferenti a punti di connessione in bassa tensione devono soddisfare i requisiti minimi di cui alla deliberazione n. 292/06[37] o alla deliberazione 87/2016/R/eel[38] secondo quanto previsto dalle medesime deliberazioni. I requisiti funzionali che devono essere assicurati dai sistemi di *smart metering* di seconda generazione (2G) secondo le disposizioni dell'Allegato A alla deliberazione 87/2016/R/eel trovano applicazione anche nel caso di punti di misura di generazione e di punti di misura di connessione coincidenti con punti di immissione pura, a valere dall'avvio dell'introduzione dei sistemi di misurazione di seconda generazione (2G) da parte di ciascuna impresa distributrice.

Nel caso di impianti di produzione connessi alle reti di bassa tensione per i quali il gestore di rete è responsabile delle operazioni di installazione e manutenzione delle apparecchiature di misura, le condizioni tecniche per l'installazione e la manutenzione delle apparecchiature per la misura dell'energia elettrica prodotta sono definite dal medesimo gestore di rete, conformemente a quanto indicato nelle Norme e Guide del Comitato Elettrotecnico Italiano e nel rispetto delle disposizioni di seguiti descritte.

Nel caso in cui, con riferimento a punti di connessione a qualunque livello di tensione, il responsabile delle operazioni di installazione e manutenzione delle apparecchiature di misura dell'energia elettrica sia diverso dal responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura nonché di natura commerciale:
- il responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura nonché di natura commerciale rende disponibile, nel proprio sito internet, l'elenco di tutti i misuratori di energia elettrica compatibili con i propri sistemi per la telelettura e definisce i requisiti di interoperabilità richiesti in modo da non ostacolare la concorrenza nella fornitura dei misuratori;
- il responsabile delle operazioni di installazione e manutenzione delle apparecchiature di misura dell'energia elettrica assicura la costante e tempestiva manutenzione delle relative apparecchiature prestando la necessaria collaborazione al responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura nonché di natura commerciale, informandolo tempestivamente, con le modalità da questo stabilite, nel caso di eventuali malfunzionamenti, degli interventi di ripristino a seguito di malfunzionamenti, di eventuali interventi di riprogrammazione o

[37] La deliberazione n. 292/06 reca "*Direttive per l'installazione di misuratori elettronici di energia elettrica predisposti per la telegestione per i punti di prelievo in bassa tensione*".

[38] La deliberazione 87/2016/R/eel reca "*Specifiche funzionali abilitanti i misuratori intelligenti in bassa tensione e performance dei relativi sistemi di smart metering di seconda generazione (2G) nel settore elettrico, ai sensi del Decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102*".

riconfigurazione dei misuratori o di qualsiasi ulteriore azione che possa compromettere la teleleggibilità.

Ogni apparecchiatura di misura dell'energia elettrica prodotta, con riferimento a punti di connessione a qualunque livello di tensione, deve essere dotata di dispositivi antifrode, tali da consentirne l'apertura anche senza l'intervento del personale del gestore di rete. In ogni caso non sono necessarie blindature. Nel caso di interventi che necessitino l'apertura dei dispositivi antifrode, il produttore deve comunicare al gestore di rete, tramite fax e/o e-mail (con modalità che assicurino l'avvenuta consegna, secondo quanto prescritto dall'articolo 14, comma 3, del D.P.R. n. 445/00), la necessità di eseguire l'intervento con almeno 2 giorni lavorativi di anticipo sull'esecuzione dei lavori. Il gestore di rete provvede quanto prima al ripristino dei dispositivi antifrode, addebitando al produttore il costo aggiuntivo dell'intervento.

3.2 Trattamento delle misure dell'energia elettrica immessa

3.2.1 Riferimenti regolatori

Le disposizioni relative al trattamento delle immissioni di energia elettrica ai fini del dispacciamento dell'energia elettrica sono definite nell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 107/09 recante *"Approvazione del Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in ordine alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (settlement)(TIS) comprensivo di modalità per la determinazione delle partite economiche insorgenti dalle rettifiche ai dati di misura con modifiche alla deliberazione n. 111/06"*. Ulteriori disposizioni sono contenute nel Testo Integrato Misura Elettrica.

3.2.2 Definizione di potenza disponibile nel punto di connessione

La potenza disponibile nel punto di connessione è definita come:
- la potenza disponibile in immissione, per i punti di connessione in cui si verifichino prelievi di energia elettrica destinati ad alimentare esclusivamente i servizi ausiliari di generazione (inclusi i prelievi degli impianti di pompaggio). In particolare, la potenza disponibile in immissione è la massima potenza che può essere immessa in un punto senza che l'utente sotteso a tale punto sia disconnesso;
- la potenza disponibile in prelievo, per tutti i punti di connessione in cui i prelievi di energia elettrica non siano destinati ad alimentare esclusivamente i servizi ausiliari. In particolare, la potenza disponibile in prelievo è la massima potenza prelevabile in un punto di prelievo senza che il cliente finale sia disalimentato.

3.2.3 Trattamento delle misure dell'energia elettrica su base oraria

Sono trattati esclusivamente su base oraria:
- tutti i punti di immissione e prelievo in altissima, alta o media tensione;
- tutti i punti di immissione e prelievo in bassa tensione dotati di misuratore 2G;
- tutti i punti di immissione e prelievo in bassa tensione dotati di misuratore orario o di misuratore 1G con potenza disponibile nel punto superiore a 55 kW non corrispondenti a impianti di illuminazione pubblica.

Il trattamento su base oraria nel caso dei punti di immissione e prelievo in altissima, alta o media tensione, nonché nel caso dei punti di immissione e prelievo in bassa tensione dotati di misuratore orario o di misuratore 1G con potenza disponibile nel punto superiore a 55 kW non corrispondenti a impianti di illuminazione pubblica, decorre:

- dal primo giorno del mese successivo alla data di messa in servizio, nel caso in cui il misuratore orario o elettronico programmato orario è messo in servizio entro il giorno 15 di ciascun mese;
- dal primo giorno del secondo mese successivo alla data di messa in servizio, nel caso in cui il misuratore orario o elettronico programmato orario è messo in servizio successivamente al giorno 15 di ciascun mese.

Nelle more dell'attivazione del trattamento su base oraria, i punti di immissione e prelievo in altissima, alta o media tensione, nonché i punti di immissione e prelievo in bassa tensione dotati di misuratore orario o di misuratore 1G con potenza disponibile nel punto superiore a 55 kW non corrispondenti a impianti di illuminazione pubblica:
- sono trattati per fasce se provvisti di misuratore orario o 1G messo in servizio;
- sono trattati monorari se non provvisti di misuratore orario o 1G messo in servizio.

Il trattamento su base oraria nel caso dei punti di immissione e prelievo in bassa tensione dotati di misuratore 2G decorre dal primo giorno del tredicesimo mese successivo a quello di messa a regime. Nelle more dell'attivazione del trattamento su base oraria i punti sono trattati per fasce.

L'utente del dispacciamento di un'unità di produzione connessa a un punto di immissione non trattato su base oraria ha facoltà di chiedere a Terna il trattamento su base oraria del relativo punto di immissione a condizione che il medesimo sia dotato di misuratore orario, secondo modalità definite nelle regole per il dispacciamento.

3.2.4 Trattamento delle misure dell'energia elettrica per fasce

Tutti i punti di immissione e prelievo in bassa tensione dotati di un misuratore 1G e con potenza disponibile nel punto non superiore a 55 kW, non corrispondenti a impianti di illuminazione pubblica, sono trattati esclusivamente per fasce.

Il trattamento per fasce decorre:
- dal primo giorno del mese successivo alla data di messa in servizio, nel caso in cui il misuratore elettronico è messo in servizio entro il giorno 15 di ciascun mese;
- dal primo giorno del secondo mese successivo alla data di messa in servizio, nel caso in cui il misuratore elettronico è messo in servizio successivamente al giorno 15 di ciascun mese.

Nelle more dell'attivazione del trattamento per fasce, i punti di immissione e prelievo in bassa tensione dotati di un misuratore elettronico e con potenza disponibile nel punto non superiore a 55 kW sono trattati monorari.

Nella tabella 3.2 sono riportate le fasce orarie definite nell'Allegato A alla deliberazione 301/2012/R/eel (Testo Integrato Vendita).

Fascia F1	
Nei giorni dal lunedì al venerdì:	dalle ore 8:00 alle ore 19:00
Fascia F2	
Nei giorni dal lunedì al venerdì:	dalle ore 7:00 alle ore 8:00 e
	dalle ore 19:00 alle ore 23:00
Nei giorni di sabato:	dalle ore 7:00 alle ore 23:00
Fascia F3	
Nei giorni dal lunedì al sabato:	dalle ore 0:00 alle ore 7:00 e
	dalle ore 23:00 alle ore 24:00
Nei giorni di domenica e festivi*:	tutte le ore della giornata
* Si considerano festivi: 1 gennaio, 6 gennaio, lunedì di Pasqua, 25 aprile, 1 maggio, 2 giugno, 15 agosto, 1 novembre, 8 dicembre, 25 dicembre, 26 dicembre	

- tabella 3.2 -

3.2.5 Profilazione oraria convenzionale dell'energia elettrica immessa nei punti di immissione non trattati su base oraria

L'energia elettrica immessa in ciascuna ora in ciascun punto di immissione trattato per fasce è pari al rapporto fra l'energia immessa nel medesimo punto nella fascia oraria e nel mese cui l'ora considerata appartiene e il numero di ore della medesima fascia.

L'energia elettrica immessa in ciascuna ora in ciascun punto di immissione trattato monorario è pari al rapporto fra l'energia immessa nel medesimo punto nel mese cui l'ora considerata appartiene e il numero di ore del medesimo mese.

Qualora non rilevata su base mensile, l'energia immessa in ciascun mese in ciascun punto di immissione trattato monorario con potenza disponibile non superiore a 16,5 kW è stimata dall'impresa distributrice competente sulla base dei dati storici di immissione, ovvero, in subordine, tenendo conto della producibilità dell'impianto di produzione interessato moltiplicata, in caso di autoconsumo, per un fattore convenzionale di autoconsumo posto pari a 0,8.

3.2.6 Caso in cui siano indisponibili i dati relativi all'energia elettrica immessa

Qualora il dato relativo all'energia elettrica immessa tramite un punto di immissione trattato su base oraria connesso alla rete di trasmissione nazionale non sia disponibile per un mese per motivi tecnici non imputabili alla responsabilità del produttore, si applicano i criteri di ricostruzione dei dati di misura definiti nel Codice di Rete di Terna.

Qualora il dato relativo all'energia elettrica immessa tramite un punto di immissione trattato su base oraria connesso a una rete di distribuzione non sia disponibile per un mese per motivi tecnici non imputabili alla responsabilità del produttore, il medesimo punto è trattato per fasce e l'energia elettrica immessa in ciascuna fascia oraria del medesimo mese nel medesimo punto è stimata dall'impresa distributrice competente sulla base dei dati storici di immissione, ovvero, in subordine, tenendo conto della producibilità dell'impianto di produzione interessato moltiplicata, in caso di autoconsumo, per un fattore convenzionale di autoconsumo posto pari a 0,8. In caso contrario, l'impresa distributrice ricostruisce l'energia immessa in ciascuna ora del mese a partire dai dati di misura disponibili tramite l'applicazione di opportuni criteri di stima.

Qualora il dato relativo all'energia elettrica immessa tramite un punto di immissione trattato per fasce non sia disponibile in una fascia oraria di un mese per motivi tecnici non imputabili alla responsabilità del produttore, l'energia immessa nella medesima fascia oraria nel medesimo punto è stimata dall'impresa distributrice competente sulla base dei dati storici di immissione, ovvero, in subordine, tenendo conto della producibilità dell'impianto di produzione interessato moltiplicata, in caso di autoconsumo, per un fattore convenzionale di autoconsumo posto pari a 0,8.

Qualora il dato relativo all'energia elettrica immessa in un mese tramite un punto di immissione trattato monorario con potenza disponibile nel punto superiore a 16,5 kW non sia disponibile per motivi tecnici non imputabili alla responsabilità del produttore, l'energia immessa nel medesimo mese è stimata dall'impresa distributrice competente sulla base dei dati storici di immissione, ovvero, in subordine, tenendo conto della producibilità dell'impianto di produzione interessato moltiplicata, in caso di autoconsumo, per un fattore convenzionale di autoconsumo posto pari a 0,8.

In tutti i casi di indisponibilità dei dati di misura, i dati mensili messi a disposizione ai sensi del Testo Integrato Misura Elettrica devono essere stimati dal responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura nonché di natura commerciale individuato dal medesimo Testo Integrato Misura Elettrica.

In nessun caso possono essere comunicati valori pari a zero in luogo di valori stimati.

Ogni gestore di rete definisce e rende disponibile ai propri utenti, entro il 28 febbraio 2017, i criteri adottati ai fini della stima dei dati di misura, distinguendo tra energia elettrica prelevata, energia elettrica immessa ed energia elettrica prodotta, trasmettendone copia all'Autorità.

3.3 Misura dell'energia elettrica in presenza di sistemi di accumulo

3.3.1 Disposizioni per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica in presenza di sistemi di accumulo

Il servizio di misura dell'energia elettrica prelevata e immessa in rete da un sistema di accumulo è erogato secondo quanto previsto dal Testo Integrato Misura Elettrica. In particolare, qualora l'energia elettrica prelevata tramite il punto di connessione sia utilizzata solo per alimentare il sistema di accumulo e gli eventuali servizi ausiliari, le responsabilità del servizio di misura sono le medesime previste per i punti di immissione.

Il servizio di misura dell'energia elettrica assorbita e rilasciata da un sistema di accumulo è erogato secondo quanto previsto dal Testo Integrato Misura Elettrica. In particolare, i soggetti responsabili dell'attività di installazione e manutenzione delle apparecchiature di misura dell'energia elettrica assorbita e rilasciata da un sistema di accumulo installano sempre apparecchiature di misura bidirezionali che devono almeno:

- essere in grado di rilevare e registrare la misura dell'energia elettrica prodotta secondo quanto stabilito nel Testo Integrato Settlement, facendo riferimento alla potenza disponibile nel punto di connessione;
- essere teleleggibili dal soggetto responsabile dell'attività di raccolta, validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica prodotta. Il soggetto responsabile rende disponibile, nel proprio sito internet, l'elenco di tutte le apparecchiature di misura compatibili con i propri sistemi per la telelettura.

L'installazione delle apparecchiature di misura dell'energia elettrica assorbita e rilasciata da un sistema di accumulo deve essere effettuata secondo le modalità e gli schemi elettrici previsti dalla Norma CEI 0-16 ovvero dalla Norma CEI 0-21 ovvero, nel caso di connessioni alla rete di

trasmissione nazionale, secondo modalità analoghe definite da Terna nel Codice di rete, nonché tenendo conto di quanto previsto dal Testo Integrato Misura Elettrica.

Nei casi di sistemi di accumulo lato produzione, le apparecchiature di misura dell'energia elettrica assorbita e rilasciata dal sistema di accumulo coincidono con le apparecchiature di misura dell'energia elettrica prodotta. A tal fine, qualora queste ultime siano caratterizzate da misuratori monodirezionali, il responsabile dell'installazione e manutenzione delle predette apparecchiature procede, entro la data di entrata in esercizio del sistema di accumulo, alla loro sostituzione con apparecchiature bidirezionali conformi al Testo Integrato Misura Elettrica, fatte salve diverse esigenze derivanti dall'erogazione degli incentivi o di regimi commerciali speciali, come indicate nelle regole tecniche predisposte dal GSE.

Il GSE, ai sensi dell'articolo 10, comma 10.1, della deliberazione 574/2014/R/eel, ha aggiornato le proprie regole tecniche relative all'erogazione degli incentivi per le fonti rinnovabili, alle modalità di rilascio della qualifica di impianto di cogenerazione ad alto rendimento e alle modalità di riconoscimento dei prezzi minimi garantiti per tener conto delle disposizioni, previste dalla medesima deliberazione 574/2014/R/eel, relative all'integrazione dei sistemi di accumulo di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale. Nell'ambito di tale aggiornamento il GSE, tra l'altro, ha definito opportuni algoritmi da utilizzare ai fini della determinazione dell'energia elettrica che ha diritto agli incentivi ovvero ai prezzi minimi garantiti a partire dai dati di misura necessari nel rispetto di quanto previsto dalla deliberazione 574/2014/R/eel.

I soggetti responsabili dell'attività di raccolta e validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica in presenza di sistemi di accumulo trasmettono al GSE la registrazione delle predette misure secondo modalità e tempistiche da esso definite.

Si evidenzia che i soggetti responsabili dell'erogazione dei servizi di misura precedentemente descritti installano apparecchiature di misura dell'energia elettrica assorbita e rilasciata da un sistema di accumulo e/o dell'energia elettrica immessa nella rete elettrica e prelevata dalla rete elettrica solo qualora tali misure siano necessarie ai fini dell'applicazione delle disposizioni previste dalla deliberazione 574/2014/R/eel.

3.3.2 Condizioni per l'utilizzo di sistemi di accumulo in presenza di impianti incentivati

Nel caso di:

- impianti di produzione che accedono ai certificati verdi (e, dall'anno 2016, agli incentivi sostitutivi);
- impianti fotovoltaici di potenza che accedono agli incentivi previsti dal primo conto energia, a eccezione di quelli fino a 20 kW in scambio sul posto (si vedano i decreti interministeriali 28 luglio 2005 e 6 febbraio 2006);
- impianti fotovoltaici che accedono agli incentivi previsti dal secondo conto energia (si veda il decreto interministeriale 19 febbraio 2007);
- impianti fotovoltaici che accedono agli incentivi previsti dal terzo conto energia (si veda il decreto interministeriale 6 agosto 2010);
- impianti fotovoltaici che accedono agli incentivi previsti dal quarto conto energia (si veda il decreto interministeriale 5 maggio 2011);
- impianti alimentati da fonti rinnovabili che accedono ai premi per l'autoconsumo (si vedano i decreti interministeriali 5 luglio 2012 e 4 luglio 2019),

ai fini della corretta erogazione dei corrispondenti incentivi, la misura dell'energia elettrica assorbita e rilasciata dai sistemi di accumulo, aggiuntiva alla misura dell'energia elettrica prodotta, è necessaria solo nel caso di sistemi di accumulo bidirezionali lato produzione.

Nel caso di impianti fotovoltaici fino a 20 kW in scambio sul posto che accedono agli incentivi previsti dal primo conto energia l'installazione di sistemi di accumulo non è operativamente compatibile con l'erogazione dei medesimi incentivi.

Nel caso di impianti di produzione che accedono alle tariffe omnicomprensive (si vedano le leggi n. 244/07 e n. 222/07, nonché i decreti interministeriali 18 dicembre 2008, 5 maggio 2011, 5 luglio 2012, 6 luglio 2012, 23 giugno 2016 e 4 luglio 2019), ai fini della corretta erogazione degli incentivi, la misura dell'energia elettrica assorbita e rilasciata dai sistemi di accumulo, aggiuntiva alla misura dell'energia elettrica prodotta, è sempre necessaria.

Si evidenzia che ai fini dell'ammissibilità agli strumenti incentivanti si considera esclusivamente la potenza della parte dell'impianto di produzione di energia elettrica al netto dei sistemi di accumulo, anche nei casi in cui tali sistemi siano parte integrante dell'unità di produzione.

3.3.3 Condizioni per l'utilizzo di sistemi di accumulo in presenza di impianti che accedono allo scambio sul posto ovvero al ritiro dedicato ovvero beneficiano dei prezzi minimi garantiti

Nel caso di impianti di produzione che accedono allo scambio sul posto (si vedano la deliberazione 570/2012/R/efr e il paragrafo 6.2), non è necessario disporre dei dati di misura dell'energia elettrica assorbita e rilasciata dai sistemi di accumulo.

Nel caso di impianti di produzione che accedono al ritiro dedicato (si vedano la deliberazione n. 280/07 e il paragrafo 6.1), non è necessario disporre dei dati di misura dell'energia elettrica assorbita e rilasciata dai sistemi di accumulo, fatto salvo quanto previsto nel caso degli impianti di produzione che beneficiano dei prezzi minimi garantiti.

Nel caso di impianti di produzione che beneficiano dei prezzi minimi garantiti (si vedano gli articoli 7 e 15 dell'Allegato A alla deliberazione n. 280/07 e, in particolare, il paragrafo 6.1.6), ai fini della corretta applicazione di tali prezzi, la misura dell'energia elettrica assorbita e rilasciata dai sistemi di accumulo, aggiuntiva alla misura dell'energia elettrica prodotta, è sempre necessaria.

Si evidenzia che, ai fini dell'ammissibilità al ritiro dedicato, allo scambio sul posto e ai prezzi minimi garantiti, si considera esclusivamente la potenza della parte dell'impianto di produzione di energia elettrica al netto dei sistemi di accumulo, anche nei casi in cui tali sistemi siano parte integrante della medesima unità di produzione.

3.3.4 Condizioni per l'utilizzo di sistemi di accumulo in presenza di impianti di cogenerazione ad alto rendimento

Nel caso di impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore per i quali è richiesta la qualifica di impianto di cogenerazione ad alto rendimento e ai fini del corretto rilascio di tale qualifica, la misura dell'energia elettrica assorbita e rilasciata dai sistemi di accumulo è necessaria solo nel caso di sistemi di accumulo bidirezionali lato produzione.

Capitolo 4

Trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica

4.1 Riferimenti regolatori

Le disposizioni relative al servizio di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica immessa sono definite nell'Allegato A alla deliberazione 568/2019/R/eel recante *"Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica*" (Testo Integrato Trasporto – TIT); tali disposizioni sono in vigore dal 1 gennaio 2020.

4.2 Cosa si intende per servizio di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica

Il servizio di trasmissione dell'energia elettrica è il servizio articolato nella attività di trasporto e trasformazione dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale.

Il servizio di distribuzione è il servizio articolato nelle attività di trasporto e trasformazione dell'energia elettrica sulle reti di distribuzione.

4.3 Contratto per il servizio di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica

I titolari di unità di produzione sono tenuti a concludere con Terna il contratto per il servizio di trasmissione in relazione all'energia elettrica prodotta e immessa in una rete con obbligo di connessione di terzi. La conclusione di tale contratto deve avvenire in forma scritta ed è condizione necessaria, insieme alla conclusione del contratto di dispacciamento (si veda il capitolo 5), per immettere energia elettrica nella rete con obbligo di connessione di terzi.

Il contratto per il servizio di trasmissione deve essere concluso dallo stesso soggetto che stipula il contratto per il servizio di dispacciamento.

Nel caso di soggetti che accedano al regime di ritiro dedicato dell'energia elettrica immessa in rete e al regime di scambio sul posto (si veda il capitolo 6), il contratto di trasmissione è siglato dal GSE che, per tali produttori, è utente del trasporto.

I titolari di unità di produzione sono inoltre tenuti a concludere, con l'impresa distributrice locale, il contratto di trasporto per eventuali prelievi di energia elettrica (ivi inclusa l'energia elettrica destinata ai servizi ausiliari).

4.4 Responsabilità del servizio di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica

Il responsabile del servizio di trasmissione è la società Terna Rete Italia S.p.A. del Gruppo Terna S.p.A..

Il responsabile del servizio di distribuzione è l'impresa distributrice competente nella zona di interesse a cui è connesso l'impianto.

4.5 Regolazione del trasporto dell'energia elettrica prelevata e destinata all'alimentazione dei servizi ausiliari e all'alimentazione esclusiva dei servizi ausiliari e dei sistemi di accumulo

Nei casi in cui l'energia elettrica prelevata attraverso un punto di connessione è destinata esclusivamente all'alimentazione dei servizi ausiliari di generazione[39] e dei sistemi di accumulo (ivi inclusi i pompaggi), non si applicano le tariffe di trasmissione, di distribuzione, gli oneri generali di sistema (componenti A e UC) né i corrispettivi per i prelievi di energia reattiva. Resta invece ferma la disciplina del dispacciamento (deliberazione n. 111/06 e relativo Allegato A) che obbliga alla sottoscrizione del contratto di dispacciamento in prelievo. Pertanto, anche sui prelievi di energia elettrica destinati ad alimentare i servizi ausiliari di generazione ovvero i sistemi di accumulo, si regolano i corrispettivi previsti dalla deliberazione n. 111/06 e dal relativo Allegato A per i punti di dispacciamento in prelievo.

Le condizioni precedentemente descritte si applicano nei limiti della potenza destinata al funzionamento dei servizi ausiliari di generazione, ivi compresi i prelievi dei sistemi di accumulo come dichiarata dal soggetto che ha nella disponibilità l'impianto di produzione ovvero i sistemi di accumulo con certificazione asseverata da perizia indipendente. Ove la potenza prelevata superi la potenza dichiarata di oltre il 10%, all'energia elettrica prelevata sono applicate le condizioni previste per i clienti finali per tutto l'anno solare nel quale si è verificato il supero.

4.6 Maggiorazione dell'energia elettrica immessa nelle reti elettriche in bassa e media tensione

L'articolo 76, comma 76.1, lettera a), del Testo Integrato Settlement prevede che l'energia elettrica immessa in ciascun periodo rilevante nei punti di immissione in bassa tensione e in media tensione sia aumentata di un fattore percentuale per tenere conto delle minori perdite di energia elettrica indotte dalla generazione distribuita. Esso, a partire dal 1 gennaio 2016, è pari a 5,2% per l'energia elettrica immessa in bassa tensione e pari a 2,3% per l'energia elettrica immessa in media tensione.

[39] Ai soli fini dell'applicazione delle disposizioni previste dal Testo Integrato Trasporto in merito all'energia elettrica prelevata per alimentare i servizi ausiliari di generazione, per l'identificazione di "*servizi ausiliari di generazione*" è possibile fare riferimento alla definizione di Eurelectric (già UNIPEDE – Unione Internazionale dei Produttori e Distributori di Energia Elettrica), utilizzata anche da Terna per la raccolta dei dati statistici del settore elettrico.
In particolare, "*potenza elettrica assorbita dai servizi ausiliari è la potenza elettrica consumata dai servizi ausiliari della centrale direttamente connessi con la produzione di energia elettrica e comprende quella utilizzata – sia durante l'esercizio che durante la fermata della centrale – per gli impianti di movimentazione del combustibile, per l'impianto dell'acqua di raffreddamento, per i servizi di centrale, il riscaldamento, l'illuminazione, per le officine e gli uffici direttamente connessi con l'esercizio della centrale*". Dalla definizione di "*centrale*" data da Eurelectric, consegue che, nel caso di impianti idroelettrici, rientrano tra i prelievi di energia elettrica destinata ai servizi ausiliari anche i prelievi per il funzionamento degli organi relativi alla parte idraulica (es.: diga, sgrigliatori, paratoie, etc.). Non rientrano tra i prelievi di energia elettrica destinata ai servizi ausiliari i prelievi durante i periodi di trasformazione, riconversione e rifacimento dei gruppi di generazione.
Rientrano infine in tale ambito i consumi delle utenze installate per il rispetto degli obblighi derivanti da decreti di autorizzazione all'esercizio (es. rilevazione emissioni in atmosfera, monitoraggio qualità aria, tutela ambientale, etc.), che possono essere anche collocate al di fuori del perimetro dell'impianto di produzione.

Capitolo 5

Dispacciamento dell'energia elettrica

5.1 Riferimenti regolatori

Le disposizioni relative per l'erogazione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica immessa sono definite nell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06 recante "*Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79*".

Ulteriori disposizioni sono contenute nell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 107/09 recante *"Approvazione del Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in ordine alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (settlement) – TIS, comprensivo di modalità per la determinazione delle partite economiche insorgenti dalle rettifiche ai dati di misura con modifiche alla deliberazione n. 111/06"*; esse sono in vigore dal 1 gennaio 2016.

5.2 Cosa si intende per servizio di dispacciamento

L'energia elettrica, di norma, non è un bene immagazzinabile: è quindi necessario produrre la quantità richiesta e smistarla nel sistema in modo che l'offerta e la domanda di elettricità siano sempre in equilibrio, garantendo così la continuità della fornitura del servizio in condizioni di sicurezza di funzionamento del sistema elettrico. Nel normale funzionamento del sistema elettrico, le condizioni di sicurezza sono rispettate se il sistema medesimo è in grado di fronteggiare una serie di guasti e/o anomalie che comportino uno sbilanciamento e/o una ridistribuzione dei flussi di potenza nel sistema senza che sia necessario ricorrere a interruzioni del servizio e senza che siano violati in maniera permanente i limiti di funzionamento degli apparati che compongono il sistema stesso.

In sintesi, la gestione coordinata delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica e dei flussi di energia elettrica sulla rete di trasmissione ai fini del mantenimento del bilanciamento del sistema elettrico in condizioni di sicurezza è ciò che si chiama servizio di dispacciamento. Tale servizio è erogato da Terna[40] secondo condizioni definite dall'Autorità.

5.3 Servizio di dispacciamento e mercato dell'energia elettrica

Nel contesto del mercato liberalizzato dell'energia elettrica, il servizio di dispacciamento consente la traduzione delle posizioni commerciali in acquisto e vendita in impegni in immissione e in prelievo di energia elettrica nella/dalla rete elettrica nel rispetto della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico. Qualora, infatti, a impegni commerciali assunti nel mercato corrispondano impegni fisici incompatibili con la sicurezza del sistema elettrico (nel caso in cui, ad esempio, detta traduzione comporti la violazione di vincoli di corrente o di tensione o l'insufficienza di adeguati margini di riserva attiva e reattiva), Terna agisce in maniera tale da ricostituire le condizioni di sicurezza acquisendo la disponibilità a correggere le posizioni fisiche in esito al mercato (tali azioni

[40] Per le reti di distribuzione, le condizioni di sicurezza sono garantite dai distributori in fase di connessione dell'impianto di produzione alla rete.

sono di norma richieste a soggetti responsabili di unità di produzione di energia elettrica i quali sono chiamati a modificare il livello di immissione programmata, al limite prevedendo lo spegnimento o l'accensione di alcune unità) in maniera tale che l'azione combinata delle modifiche introdotte ricrei le condizioni di sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nei termini precedentemente indicati. L'acquisizione di tale disponibilità rappresenta l'acquisizione delle risorse per il dispacciamento e avviene per il tramite di un mercato (Mercato dei Servizi di Dispacciamento) dove la disponibilità è acquisita sulla base di offerte formulate dai soggetti aventi titolo (soggetti titolari di unità di produzione/consumo abilitate[41]).

Ai predetti impegni fisici si dà il nome di programmi di immissione (per le unità di produzione) e programmi di prelievo (per le unità di consumo).

Il mancato rispetto degli impegni fisici costituisce uno sbilanciamento che è corretto mediante il ricorso ad azioni di modifica in tempo reale dei livelli di immissioni e di prelievo sempre sfruttando la disponibilità acquisita nel Mercato dei Servizi di Dispacciamento.

I costi indotti nel sistema nel caso di sbilanciamenti sono sostenuti, in generale, dai soggetti responsabili degli sbilanciamenti medesimi (cioè dagli utenti del dispacciamento in immissione e in prelievo che siglano con Terna i contratti di dispacciamento e, quindi, in ultima istanza, dai produttori e dai clienti finali del sistema elettrico).

5.4 Unità di produzione rilevanti, non rilevanti e abilitate

Ai fini del dispacciamento le unità di produzione si distinguono in rilevanti e non rilevanti. Le unità rilevanti[42] sono quelle unità di produzione i cui programmi di immissione risultano rilevanti, tenendo conto della potenza nominale della medesima e dei limiti della capacità di trasporto, ai fini della previsione da parte di Terna del fabbisogno di risorse per il dispacciamento: per tali motivi Terna necessita di monitorare singolarmente tali unità in quanto di particolare importanza ai fini del mantenimento delle condizioni di sicurezza del sistema in tempo reale. Le unità di produzione rilevanti devono dotarsi dei dispositivi necessari a garantire l'integrazione delle medesime unità nei sistemi di controllo di Terna, secondo quanto previsto Codice di rete.

Le unità di produzione non rilevanti possono, per quanto precedentemente detto, anche essere trattate in raggruppamenti.

Tra le unità di produzione rilevanti vi sono le unità di produzione abilitate che devono fornire, in funzione delle caratteristiche delle singole unità, le risorse utili ai fini del dispacciamento (risoluzione delle congestioni in fase di programmazione, riserva secondaria di potenza, riserva terziaria di potenza e risorse per il bilanciamento).

[41] Ad oggi non c'è alcuna unità di consumo abilitata, al netto di quelle attualmente partecipanti ai progetti pilota di Terna istituiti dalla deliberazione 300/2017/R/eel (unità di consumo ricomprese nelle Unità Virtuali Abilitate Miste – UVAM).

[42] Terna, nel Codice di rete, ha stabilito che le unità di produzione rilevanti sono le unità di produzione con potenza complessiva dei gruppi di generazione associati non inferiore a 10 MVA. Terna si riserva di classificare come unità di produzione non rilevanti quelle unità che, pur avendo verificato il precedente criterio, sono comunque inserite in un contesto che strutturalmente ne limita l'erogazione sulla rete a valori inferiori rispetto al valore di soglia posto per le unità rilevanti.

5.5 Contratto per il servizio di dispacciamento

I titolari di unità di produzione devono concludere con Terna il contratto per il servizio di dispacciamento. La conclusione di tale contratto deve avvenire in forma scritta ed è condizione necessaria, insieme alla conclusione del contratto di trasmissione (si veda il capitolo 4), per immettere energia elettrica nella rete con obbligo di connessione di terzi.

L'interposizione di un terzo ai fini della conclusione del contratto per il servizio di dispacciamento ha la forma di un mandato senza rappresentanza.

Il contratto per il servizio di dispacciamento deve essere concluso dallo stesso soggetto che stipula il contratto per il servizio di trasmissione ed è unico per tutte le unità di produzione nella titolarità di uno stesso soggetto.

Nel caso di soggetti che accedano al regime di ritiro dedicato dell'energia elettrica immessa in rete e al regime di scambio sul posto, il contratto di dispacciamento è siglato dal GSE che di conseguenza, per gli impianti che si avvalgono del ritiro dedicato e dello scambio sul posto, è utente del dispacciamento in immissione (si veda il capitolo 6).

5.6 Utenti del dispacciamento e operatori di mercato

L'utente del dispacciamento è il soggetto titolare dell'unità di produzione o un soggetto terzo che agisce per il predetto titolare sulla base di un mandato senza rappresentanza. L'utente del dispacciamento conclude con Terna un contratto per il servizio di dispacciamento. Ciascun utente del dispacciamento, o ciascun soggetto da questi delegato alla registrazione di acquisti e vendite a termine e di programmi di immissione o prelievo relativi a punti di dispacciamento nella propria responsabilità, acquisisce la qualifica di operatore di mercato previa iscrizione nell'apposito registro tenuto dal GME.

L'operatore di mercato è abilitato a richiedere al GME la registrazione:

- di acquisti e vendite a termine, nonché di programmi di immissione e di prelievo, relativi a punti di dispacciamento nella sua responsabilità in quanto utente del dispacciamento;
- di acquisti e vendite a termine, nonché di programmi di immissione e di prelievo, relativi a punti di dispacciamento che non sono nella sua responsabilità, per i quali l'operatore di mercato ha ricevuto delega alla registrazione dall'utente del dispacciamento responsabile.

5.7 Punti di dispacciamento

Il punto di dispacciamento per unità di produzione è il punto in relazione al quale l'utente del dispacciamento acquisisce il diritto e l'obbligo a immettere energia elettrica in rete.

Unità di produzione di uguale tipologia[43], localizzate in una determinata zona[44] e aventi un unico titolare dei contratti di trasmissione, distribuzione e dispacciamento, aventi uno o più punti di immissione, sono raggruppate in un unico punto di dispacciamento.

[43] I commi 8.1 e 8.2 dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06 individuano le diverse tipologie nelle quali sono classificate le unità di produzione rilevanti e le unità di produzione non rilevanti.

[44] Per zona si intende una zona geografica in cui è suddivisa la rete rilevante ai sensi dell'articolo 15 dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06.

Nel caso di unità di produzione rilevanti, il punto di dispacciamento coincide con il punto di immissione di energia elettrica relativo all'unità di produzione; ciò significa che l'immissione di energia elettrica coinciderà con l'effettiva immissione misurata nel punto di connessione.

Nel caso di più unità raggruppate in un unico punto di dispacciamento (ciò che avviene di norma per le unità di produzione non rilevanti), le misure delle immissioni sui singoli punti di connessione sono aggregate a formare una sola immissione e l'impegno fisico (programma di immissione) è definito e controllato (ai fini degli sbilanciamenti) con riferimento al predetto aggregato.

5.8 Diritti e obblighi dell'utente del dispacciamento

L'utente del dispacciamento ha il diritto e assume l'impegno vincolante di immettere in rete, in ciascun punto di dispacciamento per unità di produzione nella sua responsabilità, la quantità di energia elettrica corrispondente al programma vincolante modificato e corretto di immissione[45] relativo al medesimo punto.

Gli utenti del dispacciamento delle unità fisiche di produzione e consumo sono tenuti a definire programmi di immissione e prelievo utilizzando le migliori stime dei quantitativi di energia elettrica effettivamente prodotti dalle medesime unità, in conformità ai principi di diligenza, prudenza, perizia e previdenza.

5.9 Mercato elettrico

Il Mercato elettrico, meglio noto come Borsa elettrica, è:
- un *marketplace* telematico per la negoziazione dell'energia elettrica all'ingrosso nel quale il prezzo dell'energia elettrica corrisponde al prezzo di equilibrio ottenuto dall'incontro tra le quantità di energia elettrica domandate e quelle offerte dagli operatori che vi partecipano;
- un vero e proprio mercato fisico, dove si definiscono i programmi di immissione e di prelievo dell'energia elettrica nella/dalla rete secondo il criterio di merito economico;
- un mercato non obbligatorio. Gli operatori, infatti, possono concludere contratti di compravendita anche fuori dalla borsa (i cosiddetti contratti bilaterali).

Il Mercato elettrico a pronti si articola in:
- Mercato del Giorno Prima (MGP);
- Mercato Infragiornaliero (MI);
- Mercato dei Prodotti Giornalieri (MPEG);
- Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD).

[45] Ai fini del dispacciamento i programmi di immissione sono differenziati a seconda delle diverse fasi di cui si compone il mercato elettrico. Il programma vincolante modificato e corretto di immissione è, per ciascun punto di dispacciamento per unità di produzione e per ciascun punto di dispacciamento di importazione, il programma post-MSD-ex-ante di immissione, come eventualmente modificato per effetto di ordini di dispacciamento in tempo reale e dell'intervento della regolazione secondaria di potenza e rappresenta quindi il programma ultimativo (ciò significa che una volta definito non vi è più la possibilità per nessuno di modificarlo e che, ai fini dello sbilanciamento, il livello effettivo di immissione sarà confrontato con tale programma).

5.10 Piattaforma conti energia

Il GME organizza e gestisce la Piattaforma dei Conti Energia (PCE), piattaforma che introduce un sistema di registrazione dei contratti bilaterali di fornitura di energia elettrica, finalizzato a migliorare la flessibilità della gestione dei portafogli energia degli operatori elettrici.

Ciascun utente del dispacciamento, o soggetto da quest'ultimo delegato, ammesso a operare sulla PCE è titolare dei seguenti conti energia:
- un conto energia in immissione cui sono sottesi tutti i punti di offerta[46] in immissione e misti dei quali l'operatore stesso è utente del dispacciamento;
- un conto energia in immissione cui sono sottesi tutti i punti di offerta in immissione e misti per i quali l'operatore stesso ha ricevuto delega da ciascun utente del dispacciamento;
- un conto energia in prelievo cui sono sottesi tutti i punti di offerta in prelievo e misti dei quali l'operatore stesso è utente del dispacciamento;
- un conto energia in prelievo cui sono sottesi tutti i punti di offerta in prelievo e misti per i quali l'operatore stesso ha ricevuto delega da ciascun utente del dispacciamento.

L'operatore titolare di un conto energia può sia registrare transazioni di acquisto e vendita nel conto energia, che programmi di immissione o prelievo riferiti a punti di offerta sottesi al medesimo conto energia.

5.11 Richieste di registrazione dei programmi

Ciascun operatore titolare di un conto energia può richiedere la registrazione di programmi di immissione e di prelievo riferiti ai punti di offerta sottesi al conto energia stesso.

La richiesta di registrazione di un programma deve essere inviata alla PCE entro il termine previsto nelle "*Disposizioni tecniche di funzionamento*" pubblicate dal GME.

Le richieste di registrazione di un programma devono riportare almeno le seguenti informazioni:
- il codice di identificazione del punto di offerta cui il programma stesso si riferisce;
- il giorno nel corso del quale si realizza la consegna/il ritiro dell'energia elettrica;
- il periodo rilevante[47];
- la quantità di energia oggetto del programma;
- il prezzo unitario.

Ai punti di offerta di immissione e misti sottesi al conto energia in immissione possono essere riferiti esclusivamente programmi di immissione. Ai punti di offerta di prelievo e misti sottesi al conto energia in prelievo possono essere riferiti esclusivamente programmi di prelievo.

5.12 Mercato del Giorno Prima (MGP)

Il Mercato del Giorno Prima è la sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica per ciascun periodo rilevante del giorno successivo a quello di chiusura del medesimo mercato[48].

---

[46] Per punto di offerta si intende il punto di dispacciamento come definito dalla relativa disciplina.

[47] Il periodo rilevante, per le unità di produzione e di consumo, è pari all'ora ed è il periodo di tempo in relazione al quale un utente del dispacciamento acquisisce il diritto e l'obbligo a immettere o prelevare energia elettrica nelle reti.

I programmi di immissione e di prelievo, di cui è richiesta la registrazione in sede di PCE, che siano stati verificati congrui sono inviati al MGP come offerte di vendita e di acquisto aventi a oggetto le quantità e i prezzi indicati nei programmi stessi.

Il GME, che agisce come controparte centrale, individua le offerte accettate nel MGP e i corrispondenti prezzi di valorizzazione delle singole zone, dati dal prezzo di vendita dell'ultima offerta accettata che di conseguenza fissa il prezzo per tutte le altre offerte precedentemente accettate che beneficiano di un margine rispetto al prezzo da loro offerto[49]. Le offerte di vendita accettate sono valorizzate al prezzo che si determina nella singola zona elettrica (prezzo zonale orario), mentre le offerte di acquisto accettate e riferite alle unità di consumo[50] appartenenti alle zone geografiche italiane sono valorizzate al prezzo unico nazionale (PUN), pari alla media dei prezzi di vendita delle singole zone elettriche ponderata per le quantità di energia elettrica delle medesime zone.

Alla chiusura del MGP, il GME determina i programmi C.E.T. post-MGP di immissione e di prelievo e i programmi post-MGP cumulati di immissione e di prelievo per punto di dispacciamento e li comunica a Terna e agli utenti del dispacciamento dei rispettivi punti.

5.13 Mercato Infragiornaliero (MI)

Il Mercato Infragiornaliero, che si svolge successivamente al MGP, è la sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica per consentire agli operatori di aggiornare le offerte di vendita e di acquisto e le loro posizioni commerciali con una frequenza simile a quella di una negoziazione continua rispetto alle variazioni delle informazioni circa lo stato degli impianti produttivi e le necessità di consumo. Il GME agisce come controparte centrale nel MI.

Il MI si svolge in sette sessioni, le prime tre sessioni si aprono e si chiudono il giorno precedente il giorno di consegna[51] mentre le rimanenti quattro sessioni si aprono il giorno precedente il giorno di consegna e si chiudono lo stesso giorno della consegna[52]. Le offerte di vendita e di acquisto sono

---

[48] La seduta del Mercato del Giorno Prima si apre alle ore 8:00 del nono giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 12:00 del giorno precedente il giorno di consegna. Gli esiti del MGP sono comunicati entro le ore 12:55 del giorno precedente il giorno di consegna.

[49] Tale meccanismo di asta prende il nome di "*system marginal price*".

[50] A eccezione delle offerte di acquisto delle unità di pompaggio e delle unità di consumo appartenenti alle zone virtuali estere che sono valorizzate al prezzo zonale orario.

[51] La sessione del MI1 si svolge dopo la chiusura del MGP, si apre alle ore 12:55 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 15:00 dello stesso giorno. Gli esiti della sessione MI1 sono comunicati entro le ore 15:30 del giorno precedente il giorno di consegna.
La sessione del MI2 si apre alle ore 12:55 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 16:30 dello stesso giorno. Gli esiti della sessione MI2 sono comunicati entro le ore 17:00 del giorno precedente il giorno di consegna.
La sessione del MI3 si apre alle ore 17:30 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 23:45 dello stesso giorno. Gli esiti della sessione MI3 sono comunicati entro le ore 0:15 del giorno di consegna.

[52] La sessione del MI4 si apre alle ore 17:30 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 3:45 del giorno di consegna. Gli esiti della sessione MI4 sono comunicati entro le ore 4:15 del giorno di chiusura della sessione.
La sessione del MI5 si apre alle ore 17:30 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 7:45 del giorno di consegna. Gli esiti della sessione MI5 sono comunicati entro le ore 8:15 del giorno di chiusura della sessione.
La sessione del MI6 si apre alle ore 17:30 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 11:15 del giorno di consegna. Gli esiti della sessione MI6 sono comunicati entro le ore 11:45 del giorno di chiusura della sessione.

selezionate sulla base dello stesso criterio descritto nel MGP, ma a differenza del MGP le offerte di acquisto accettate sono valorizzate al prezzo zonale.

5.14 Mercato dei Prodotti Giornalieri (MPEG)

Il Mercato dei Prodotti Giornalieri è la sede per la negoziazione dei prodotti giornalieri con obbligo di consegna dell'energia. Nel MPEG sono automaticamente ammessi tutti gli operatori del mercato elettrico e le negoziazioni nel MPEG si svolgono in modalità continua. Il GME agisce come controparte centrale nel MPEG.

Nel MPEG sono negoziabili prodotti giornalieri con:
- "differenziale unitario di prezzo", per i quali il prezzo indicato nella formulazione delle offerte e quindi il prezzo che si determina in esito alla fase di negoziazione è l'espressione del differenziale, rispetto al PUN, al quale gli operatori sono disposti a negoziare tali prodotti;
- "prezzo unitario pieno", per i quali il prezzo indicato nella formulazione delle offerte e quindi il prezzo che si determina in esito alla fase di negoziazione è l'espressione del valore unitario di scambio dell'energia elettrica oggetto dei contratti negoziati.

Nel MPEG per entrambe le tipologie di prodotto ("differenziale unitario di prezzo" e "prezzo unitario pieno") sono negoziabili i seguenti profili di consegna:
- *Baseload*, quotato per tutti i giorni di calendario, il cui sottostante è l'energia elettrica da consegnare in tutti i periodi rilevanti appartenenti al giorno oggetto di negoziazione;
- *Peak Load*, quotato per i giorni dal lunedì al venerdì, il cui sottostante è l'energia elettrica da consegnare nei periodi rilevanti dal nono al ventesimo appartenenti al giorno oggetto di negoziazione.

Possono acquistare e vendere prodotti giornalieri nel MPEG gli operatori del mercato elettrico che siano anche operatori della PCE, abilitati a registrare transazioni sui conti energia nella propria disponibilità. La posizione netta in consegna di energia risultante dalla negoziazione[53] dei prodotti giornalieri scambiati nel MPEG è registrata in corrispondenti transazioni sulla PCE secondo le modalità previste nella "Disciplina del mercato elettrico".

I prodotti giornalieri attualmente negoziabili nel MPEG sono i prodotti con "differenziale unitario di prezzo", con profili di consegna *Baseload* e *Peak Load*.

La sessione del MI7 si apre alle ore 17:30 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 15:45 del giorno di consegna. Gli esiti della sessione MI7 sono comunicati entro le ore 16:15 del giorno di chiusura della sessione.

[53] Le sessioni del MPEG si svolgono nei giorni feriali, secondo quanto di seguito specificato:
- dalle ore 8:00 alle ore 17:00 di D-2. Nel caso in cui D-2 cada in un giorno festivo la sessione si svolgerà dalle ore 8:00 alle ore 17:00 del giorno feriale immediatamente precedente;
- dalle ore 8:00 alle ore 9:00 di D-1, solo se tale giorno non corrisponde a un giorno festivo. Ne consegue che, qualora il giorno D sia preceduto da un giorno festivo, la sessione di negoziazione per il prodotto con consegna in D si svolgerà esclusivamente dalle ore 8:00 alle ore 17:00 del primo giorno feriale antecedente il giorno D. In particolare, il venerdì si negozieranno dalle ore 8:00 alle ore 9:00 i prodotti con consegna il sabato e dalle ore 8:00 alle ore 17:00 i prodotti con consegna la domenica e i prodotti con consegna il lunedì e il martedì (quest'ultimo prodotto sarà inoltre negoziabile anche dalle ore 8.00 alle ore 9.00 della sessione che si svolge il lunedì).

5.15 Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD)

Il Mercato dei Servizi di Dispacciamento, che si articola in una fase di programmazione (MSD ex-ante[54], a sua volta suddiviso in sei sottofasi di programmazione) e nelle sei sessioni del Mercato di Bilanciamento[55], è la sede di negoziazione delle risorse per il servizio di dispacciamento organizzato da Terna.

Grazie al MSD Terna si approvvigiona delle risorse necessarie alla gestione e al controllo in sicurezza del sistema elettrico (risoluzione delle congestioni intrazonali, creazione della riserva di energia, bilanciamento in tempo reale); Terna nel MSD agisce come controparte centrale e le offerte accettate nel MSD sono valorizzate al prezzo riferito a ogni singola offerta di vendita[56].

Terna, prima dell'apertura del MSD, effettua la verifica dei programmi accettati nei mercati dell'energia (MGP e MI) alla luce della capacità fisica della rete di trasmissione.

L'utente del dispacciamento di un'unità di produzione abilitata deve rendere disponibile a Terna nel MSD tutta la potenza disponibile dell'unità di produzione per la quale l'utente del dispacciamento è abilitato a offrire in tale mercato.

5.16 Corrispettivi di dispacciamento

L'utente del dispacciamento per punti di immissione:

- paga a Terna se negativi, ovvero riceve da Terna se positivi, i corrispettivi di sbilanciamento a programma (si veda l'articolo 39bis dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06);
- paga a Terna se negativi, ovvero riceve da Terna se positivi, i corrispettivi di sbilanciamento effettivo (si veda l'articolo 23 del Testo Integrato Settlement), relativi a ciascun punto di dispacciamento incluso nel proprio contratto di dispacciamento;
- qualora responsabile di punti di dispacciamento per unità abilitate, riceve da Terna il corrispettivo per la remunerazione del margine residuo a salire post-MA disponibile ai fini del PESSE[57] in condizioni di inadeguatezza del sistema (si veda l'articolo 39ter dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06);

---

[54] La seduta per la presentazione delle offerte nel MSD ex-ante è unica e si apre alle ore 12:55 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 17:30 dello stesso giorno.
Gli esiti della sessione MSD1 sono resi noti entro le ore 21:45 del giorno precedente il giorno di consegna.
Gli esiti della sessione MSD2 sono resi noti entro le ore 2:15 del giorno di consegna.
Gli esiti della sessione MSD3 sono resi noti entro le ore 6:15 del giorno di consegna.
Gli esiti della sessione MSD4 sono resi noti entro le ore 10:15 del giorno di consegna.
Gli esiti della sessione MSD5 sono resi noti entro le ore 14:15 del giorno di consegna.
Gli esiti della sessione MSD6 sono resi noti entro le ore 18:15 del giorno di consegna.
Nel MSD ex-ante Terna accetta offerte di acquisto e vendita di energia ai fini della risoluzione delle congestioni residue e della costituzione dei margini di riserva.

[55] Per la prima sessione del MB sono considerate le offerte valide presentate dagli operatori nella precedente sessione del MSD ex-ante.
Per le altre sessioni del MB, le relative sessioni per la presentazione delle offerte si aprono tutte alle ore 22:30 del giorno precedente il giorno di consegna (e comunque non prima che siano stati resi noti gli esiti della precedente sessione del MSD ex-ante) e si chiudono un'ora e mezza prima della prima ora che può essere negoziata in ciascuna sessione.
Nel MB Terna accetta offerte di acquisto e vendita di energia al fine svolgere il servizio di regolazione secondaria e mantenere il bilanciamento, nel tempo reale, tra immissione e prelievi di energia sulla rete.

[56] Nel caso del MSD si utilizza il metodo del "*pay as bid*".

[57] Il PESSE è il Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico predisposto da Terna in conformità alla deliberazione CIPE del 6 novembre 1979.

- qualora responsabile di punti di dispacciamento per unità abilitate, paga a Terna il corrispettivo per mancato rispetto degli ordini di dispacciamento (si veda l'articolo 42 dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06);
- qualora responsabile di punti di dispacciamento per unità non abilitate, paga a Terna se negativo, ovvero riceve da Terna se positivo, il corrispettivo di non arbitraggio macrozonale (si veda l'articolo 41bis dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06).

I pagamenti precedentemente descritti:
- dall'utente del dispacciamento a Terna sono effettuati con valuta beneficiario il sedicesimo giorno lavorativo del secondo mese successivo a quello di competenza;
- da Terna all'utente del dispacciamento sono effettuati con valuta beneficiario il diciassettesimo giorno lavorativo del secondo mese successivo a quello di competenza.

L'operatore di mercato, entro il giorno 10 del secondo mese successivo a quello di competenza, paga al GME se negativi, ovvero riceve dal GME se positivi, i corrispettivi per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto (si veda l'articolo 43 dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06)

In merito alle modalità di definizione e di attribuzione agli utenti del dispacciamento dei corrispettivi di sbilanciamento effettivo, che rappresentano i corrispettivi più rilevanti in relazione agli impianti alimentati da fonti rinnovabili o di generazione distribuita, si rimanda all'Allegato A alla deliberazione n. 111/06.

5.17 Dispacciamento dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete da unità di produzione di cogenerazione ad alto rendimento

Le unità di produzione combinata di energia elettrica e calore che rientrano nella definizione di unità di produzione di cogenerazione ad alto rendimento possono beneficiare della priorità di dispacciamento.

Ai fini del riconoscimento del beneficio della priorità di dispacciamento, l'utente del dispacciamento delle unità di produzione che rispondono ai requisiti previsti per la cogenerazione ad alto rendimento è tenuto a presentare richiesta al GSE, dandone contestuale informativa a Terna, trasmettendo un'opportuna documentazione (si veda il TITOLO 6 dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06). Il GSE, verificata la documentazione, comunica all'utente del dispacciamento e a Terna l'avvenuto riconoscimento della qualifica di impianto di cogenerazione ad alto rendimento che garantisce la priorità di dispacciamento.

5.18 Dispacciamento dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili

Gli impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili hanno diritto alla priorità di dispacciamento, compatibilmente con la sicurezza del sistema elettrico.

Nel caso degli impianti eolici, con l'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 5/10, sono state definite procedure per la remunerazione dei costi sostenuti dai produttori in caso di adeguamento volontario degli impianti per la fornitura di uno o più servizi di rete riportati nell'Allegato A.17 al Codice di Rete:
- prestare insensibilità agli abbassamenti di tensione;
- disporre di capacità di regolazione di potenza attiva;
- prestare azioni di riduzione di potenza immessa in rete/distacco di generazione;

- disporre di capacità di regolazione della potenza reattiva.

Infine, a causa della saturazione reale delle reti in alcune zone d'Italia (soprattutto al Centro-Sud), gli impianti eolici subiscono riduzioni della produzione, imposte da Terna per garantire la sicurezza del sistema elettrico. Al fine di salvaguardare gli investimenti effettuati nel settore delle fonti rinnovabili, l'Autorità fin dall'anno 2007 aveva deciso di remunerare la mancata produzione eolica. In particolare, fino all'anno 2009 si faceva riferimento alla produzione storica (deliberazione n. 330/07), mentre dall'anno 2010 (Allegato A alla deliberazione ARG/elt 5/10) sono state definite nuove modalità di remunerazione basate sulle stime elaborate da un soggetto terzo, il GSE, sulla base dei dati effettivi di vento, misurati in sito, nelle ore in cui è richiesta la riduzione di produzione e utilizzando un modello che simula il funzionamento degli stessi impianti di produzione eolica. La nuova formula per il calcolo della mancata produzione eolica include un indice di affidabilità dell'utente del dispacciamento nel rispettare gli ordini di dispacciamento impartiti da Terna, senza che ciò comporti la possibilità di non rispettare tali ordini. Infine, la formula per il calcolo della mancata produzione eolica include anche una franchigia, pari a 80 ore equivalenti l'anno, da applicarsi nel caso in cui le unità di produzione eolica non siano adeguate all'erogazione dei servizi di rete richiesti dall'Allegato A.17 al Codice di Rete, fatte salve le esenzioni concesse da Terna nei casi in cui non siano possibili gli adeguamenti. La mancata produzione eolica è remunerata al prezzo zonale orario erogato da Terna nell'ambito del contratto di dispacciamento.

5.19 Servizio di dispacciamento in presenza di sistemi di accumulo

Ai fini dell'erogazione del servizio di dispacciamento, e di quanto previsto dall'Allegato A alla deliberazione n. 111/06 e dal Testo Integrato Settlement, i sistemi di accumulo di energia elettrica sono considerati come un gruppo di generazione e, pertanto, a seconda della tipologia di impianto e dell'interdipendenza esistente tra i vari gruppi, possono costituire una distinta sezione di produzione o, congiuntamente ad altri gruppi di generazione di tipologia diversa da quella degli accumuli, possono partecipare alla costituzione di un'unica sezione. Inoltre, fermi restando i criteri generali previsti dal Codice di rete per la definizione di unità di produzione, in presenza di altri gruppi di generazione su uno stesso punto di connessione alla rete, è lasciata agli utenti del dispacciamento, o ai produttori, la facoltà di definire una unità di produzione specifica per i sistemi di accumulo installati, separata dagli altri gruppi di generazione, o di considerare i predetti sistemi come uno dei gruppi di generazione che costituiscono l'unità di produzione.

Un'unità di produzione costituita solo da sistemi di accumulo che:
- non condivide il punto di connessione con altre unità di produzione e/o di consumo, è equiparata a un'unità di pompaggio, anche durante il funzionamento in assorbimento. In tali casi, per questa unità, trova applicazione l'articolo 2, paragrafo 2.1, dell'Allegato A.60 al Codice di rete (ciò significa che l'energia elettrica prelevata è considerata come se fosse un'immissione negativa ed è, pertanto, valorizzata sulla base del prezzo zonale orario anziché del PUN per evitare arbitraggi);
- condivide il punto di connessione con altre unità di produzione ma non anche con altre unità di consumo (diverse dalle eventuali unità di consumo afferenti ai servizi ausiliari), è equiparata a un'unità di pompaggio, anche durante il funzionamento in assorbimento. In tali casi, per questa unità, trova applicazione l'articolo 2, paragrafo 2.1, dell'Allegato A.60 al Codice di rete;
- condivide il punto di connessione con altre unità di consumo (diverse dalle eventuali unità di consumo afferenti ai servizi ausiliari), è equiparata a un'unità di pompaggio solo in relazione alle immissioni. In relazione al funzionamento in assorbimento:
    - nel caso di connessioni alle reti di bassa e media tensione, l'energia elettrica prelevata è attribuita all'unità di consumo già presente ovvero a un'unità di consumo dedicata;

- nel caso di connessioni alle reti di alta e altissima tensione, all'energia elettrica prelevata dal punto di connessione e utilizzata esclusivamente per il funzionamento in assorbimento del sistema di accumulo trova applicazione l'articolo 2, paragrafo 2.1, dell'Allegato A.60 al Codice di rete. L'energia elettrica prelevata dal medesimo punto di connessione e non utilizzata per il funzionamento in assorbimento del sistema di accumulo è attribuita alle altre unità di consumo presenti.

Un'unità di produzione costituita da sistemi di accumulo e da altri gruppi di produzione che:

- non condivide il punto di connessione con altre unità di produzione e/o di consumo, in relazione alle immissioni è equiparata a un'unità di produzione programmabile, fatto salvo quanto descritto successivamente. In relazione all'energia elettrica prelevata durante il funzionamento in assorbimento, in tali casi trova applicazione l'articolo 2, paragrafo 2.1, dell'Allegato A.60 al Codice di rete;
- condivide il punto di connessione con altre unità di produzione ma non anche con altre unità di consumo (diverse dalle eventuali unità di consumo afferenti ai servizi ausiliari), in relazione alle immissioni è equiparata a un'unità di produzione programmabile, fatto salvo quanto descritto successivamente. In relazione all'energia elettrica prelevata durante il funzionamento in assorbimento, in tali casi trova applicazione l'articolo 2, paragrafo 2.1, dell'Allegato A.60 al Codice di rete;
- condivide il punto di connessione con altre unità di consumo (diverse dalle eventuali unità di consumo afferenti ai servizi ausiliari), è equiparata a un'unità di produzione programmabile, fatto salvo quanto descritto successivamente. In relazione al funzionamento in assorbimento:
  - nel caso di connessioni alle reti di bassa e media tensione, l'energia elettrica prelevata è attribuita all'unità di consumo già presente ovvero a un'unità di consumo dedicata;
  - nel caso di connessioni alle reti di alta e altissima tensione, all'energia elettrica prelevata dal punto di connessione e utilizzata esclusivamente per il funzionamento in assorbimento del sistema di accumulo trova applicazione l'articolo 2, paragrafo 2.1, dell'Allegato A.60 al Codice di rete. L'energia elettrica prelevata dal medesimo punto di connessione e non utilizzata per il funzionamento in assorbimento del sistema di accumulo è attribuita alle altre unità di consumo presenti.

In deroga a quanto precedentemente descritto nel caso di un'unità di produzione costituita da sistemi di accumulo e da altri gruppi di produzione, fino al completamento di valutazioni in merito alle modalità di installazione e di utilizzo dei sistemi di accumulo anche ai fini della fornitura di servizi di rete, ai fini dell'erogazione del servizio di dispacciamento e di quanto previsto dall'Allegato A alla deliberazione 111/06 e dal Testo Integrato Settlement, un'unità di produzione costituita da diversi gruppi di generazione, tra cui almeno un sistema di accumulo, è considerata un'unità di produzione programmabile o non programmabile in funzione della tipologia degli altri gruppi di generazione, diversi dai sistemi di accumulo, che la costituiscono.

Le disposizioni precedentemente descritte in relazione all'erogazione del servizio di dispacciamento in presenza di sistemi di accumulo sono da intendersi come transitorie, nelle more del completamento della revisione del servizio di dispacciamento, a cui si rimandano anche le valutazioni in merito all'abilitazione al MSD dei sistemi di accumulo e delle unità di produzione che li includono, nonché le valutazioni in merito agli obblighi di programmazione.

5.20 Requisiti tecnici degli impianti di generazione distribuita connessi in bassa e media tensione

Oltre all'obbligatorietà della prestazione di alcuni servizi di rete, tra cui la riduzione di potenza in caso di necessità e l'insensibilità ai buchi di tensione, nel caso di impianti eolici e fotovoltaici di più elevata taglia, negli ultimi anni sono stati previsti alcuni obblighi anche nel caso di impianti di generazione distribuita.

Nell'anno 2012 sono stati effettuati alcuni interventi urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale, prevedendo i requisiti tecnici a cui gli impianti di generazione distribuita connessi in bassa e media tensione devono rispondere. In particolare:

- con la deliberazione 84/2012/R/eel (in particolare, come integrata e modificata dalla deliberazione 562/2012/R/eel), è stato approvato l'Allegato A.70[58] al Codice di rete e sono state definite le caratteristiche che i nuovi inverter, ovvero le nuove macchine rotanti, e i nuovi sistemi di protezione d'interfaccia devono avere per poter essere installati sui nuovi impianti di produzione di energia elettrica da connettere in bassa e media tensione, nonché sono stati definiti gli interventi di *retrofit* sugli impianti esistenti di potenza superiore a 50 kW connessi in media tensione per l'adeguamento, ad alcune delle predette caratteristiche, anche per gli inverter, ovvero le macchine rotanti, e i sistemi di protezione d'interfaccia già installati. I nuovi inverter, ovvero le nuove macchine rotanti, e i nuovi sistemi di protezione di interfaccia devono, tra l'altro, evitare, a partire dal 1 luglio 2012, la disconnessione nell'intervallo di frequenza 47,5 Hz – 51,5 Hz e, nel caso degli impianti rotanti, negli stessi intervalli di frequenza precedentemente riportati è ammesso lo scostamento dai valori di produzione precedenti il transitorio, nonché dai tempi di permanenza in servizio;
- con la deliberazione 344/2012/R/eel, è stato approvato l'Allegato A.72[59] al Codice di rete, prevedendo una procedura per la riduzione della generazione distribuita in condizioni di emergenza del Sistema Elettrico Nazionale. In particolare, al fine di garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale, qualora non siano possibili diverse azioni:
  - Terna può prevedere la disconnessione di alcuni impianti connessi alle reti di media tensione, di potenza maggiore o uguale a 100 kW, alimentati dalle fonti non programmabili solare fotovoltaica o eolica, che immettono in rete tutta la produzione (al netto dei servizi ausiliari);
  - la predetta disconnessione, nel caso di impianti connessi in media tensione su linee dedicate, sia effettuata direttamente dalle imprese distributrici con preavviso di 60 minuti;
  - le eventuali disconnessioni degli altri impianti eolici o fotovoltaici connessi in media tensione siano effettuate dai produttori, con preavviso di sette giorni e salvo revoca il secondo giorno prima della disconnessione, in attesa dell'implementazione dei dispositivi necessari per il teledistacco.

Nell'anno 2013, proseguendo l'adeguamento alle prescrizioni previste dall'Allegato A.70 al Codice di rete degli impianti di generazione distribuita già in esercizio al 31 marzo 2012, l'Autorità, con la deliberazione 243/2013/R/eel che modifica la deliberazione 84/201/R/eel, ha definito, dando seguito a quanto previsto dall'articolo 11 del decreto interministeriale 5 luglio 2012[60], gli interventi di

---

[58] L'Allegato A.70 al Codice di rete reca la "*Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita*".

[59] L'Allegato A.72 al Codice di rete reca la "*Procedura per la Riduzione della Generazione Distribuita in condizioni di emergenza del Sistema Elettrico Nazionale (RIGEDI)*".

[60] L'articolo 11, comma 1, del decreto interministeriale 5 luglio 2012 ha previsto che, al fine di assicurare lo sviluppo del fotovoltaico con modalità compatibili con la sicurezza del sistema elettrico, l'Autorità, garantendo il coordinamento con i provvedimenti di pari finalità inerenti alle fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico, nonché con le misure di cui agli articoli 17 e 18 del decreto legislativo n. 28/11, provveda a definire:

- le modalità e i tempi, eventualmente ulteriori rispetto a quelle già definite con la deliberazione 84/2012/R/eel, entro i quali tutti gli impianti fotovoltaici entrati in esercizio entro il 30 giugno 2012, non muniti dei dispositivi di cui

retrofit sugli impianti di potenza superiore a 6 kW connessi in bassa tensione e sugli impianti di potenza fino a 50 kW connessi in media tensione per l'adeguamento, ad alcune delle caratteristiche previste dall'Allegato A.70 al Codice di rete, anche per gli inverter, ovvero le macchine rotanti, e i sistemi di protezione d'interfaccia già installati. In particolare, è stato previsto che gli interventi di adeguamento richiesti devono evitare la disconnessione nell'intervallo di frequenza 47,5 Hz – 51,5 Hz e, nel caso degli impianti rotanti, i produttori sono tenuti a adeguare il funzionamento degli impianti esclusivamente entro i limiti consentiti dalle macchine rotanti già installate.

Si evidenzia, con riferimento agli interventi di retrofit sugli impianti di potenza superiore a 6 kW connessi in bassa tensione e sugli impianti di potenza fino a 50 kW connessi in media tensione, che:
- ai fini dell'attestazione relativa all'intervallo di funzionamento a seguito degli interventi di *retrofit* non è richiesta l'effettuazione di prove in campo;
- non è necessario alcun adeguamento all'intervallo di tensione indicato nel paragrafo 5 dell'Allegato A.70 al Codice di rete.

Nell'anno 2014, a seguito dell'aggiornamento dell'Allegato A.72 al Codice di rete (Allegato A.72 modificato) da parte di Terna, l'Autorità, approvando la deliberazione 421/2014/R/eel, ha previsto un ampliamento del numero di impianti ai quali si applichi la procedura per la riduzione della generazione distribuita in condizioni di emergenza del Sistema Elettrico Nazionale. In particolare, la deliberazione 421/2014/R/eel ha previsto che:
- l'Allegato A.72 modificato trovi applicazione a decorrere dal 1 settembre 2015;
- il paragrafo 8.8.6.5 della Norma CEI 0-16 – Edizione III e l'Allegato M alla medesima Norma trovino applicazione anche per gli impianti di produzione eolici e fotovoltaici di potenza maggiore o uguale a 100 kW connessi o da connettere in media tensione per i quali la data di invio della richiesta di connessione completa sia antecedente al 1 gennaio 2013, affinché sia più efficace, qualora necessaria, l'applicazione dell'Allegato A.72 modificato; e che tali impianti di produzione debbano essere allo scopo adeguati entro il 31 gennaio 2016;
- le imprese distributrici che dispongono almeno di una cabina primaria direttamente connessa alla rete di trasmissione nazionale implementino un sistema centralizzato in grado di inviare i segnali necessari per l'attivazione del teledistacco agli impianti alimentati da fonte eolica o solare fotovoltaica connessi alle reti di media tensione; e che il sistema centralizzato sia implementato entro il 31 agosto 2015;
- le imprese distributrici che dispongono almeno di una cabina primaria non direttamente connessa alla rete di trasmissione nazionale implementino un sistema centralizzato in grado di inviare i segnali necessari per l'attivazione del teledistacco agli impianti alimentati da fonte eolica o solare fotovoltaica connessi alle reti di media tensione; e che il sistema centralizzato sia implementato entro il 31 gennaio 2016.

Si evidenzia inoltre che l'Autorità, con la deliberazione 613/2016/E/eel, ha intimato ai produttori che non hanno ancora ottemperato alle prescrizioni della deliberazione 84/2012/R/eel di adeguare entro:
- il 31 gennaio 2017 gli impianti di produzione di potenza superiore a 50 kW connessi alle reti di media tensione;
- il 31 marzo 2017 gli impianti di produzione di potenza fino a 50 kW connessi alle reti di media tensione.

Qualora la predetta intimazione non dovesse essere sia rispettata, l'Autorità ha previsto che:

---

all'Allegato 1-A, paragrafo 2, del medesimo decreto interministeriale, sono ammodernati al fine di prestare i servizi di cui al medesimo allegato, nonché le modalità con le quali i gestori di rete, verificato il mancato rispetto di tali disposizioni, effettuano apposita segnalazione al GSE, il quale in tal caso sospende l'erogazione degli incentivi fino all'avvenuto adeguamento degli impianti;
- le modalità con le quali i gestori di rete, ivi inclusi i gestori di reti di distribuzione, utilizzano, per l'esercizio efficiente e in sicurezza del sistema elettrico, i dispositivi di cui al precedente alinea.

- nel caso di impianti di produzione non facenti parte di altri sistemi semplici di produzione e consumo (ASSPC), il gestore di rete effettui la disattivazione della connessione;
- nel caso di impianti di produzione facenti parte di ASSPC, il produttore apra in modo permanente l'interruttore del dispositivo di generatore dandone comunicazione al gestore di rete affinché questo possa effettuare le opportune verifiche secondo modalità autonomamente definite, fino ad avvenuto adeguamento degli impianti.

Peraltro, l'inadempimento agli obblighi previsti dalla deliberazione 84/2012/R/eel nei termini precedentemente indicati, costituisce condizione per l'avvio di procedimenti per l'adozione provvedimenti sanzionatori nei confronti dei produttori inadempienti.

Con riferimento ai più generali requisiti tecnici degli impianti di generazione distribuita connessi in bassa e media tensione si rimanda, rispettivamente, alla Norma CEI 0-21 – Edizione 2019 e alla Norma CEI 0-16 – Edizione 2019, nonché a quanto descritto nel paragrafo 2.8.3 in materia di condizioni tecniche per le connessioni di impianti di produzione di energia elettrica alle reti di bassa e media tensione.

5.21 La revisione della regolazione del servizio di dispacciamento

L'Autorità, con la deliberazione 393/2015/R/eel, ha avviato un procedimento finalizzato alla formazione di provvedimenti per la riforma organica della regolazione del servizio di dispacciamento fino a pervenire al nuovo Testo Integrato Dispacciamento Elettrico (TIDE), in coerenza con la normativa europea (regolamenti europei sul bilanciamento elettrico sull'esercizio del sistema elettrico e regolamento *Capacity Allocation and Congestion Management* – CACM).

Il Testo Integrato Dispacciamento Elettrico si pone l'obiettivo di:
- definire i criteri con cui Terna procederà alla revisione dei prodotti oggetto di negoziazione su MSD e delle modalità di approvvigionamento delle risorse flessibili, preservando, laddove possibile l'impostazione *Central Dispatch System*;
- rivedere la classificazione delle unità di produzione e di consumo, superando il concetto di rilevanza attualmente utilizzato per identificare in modo distinto le unità che devono partecipare singolarmente ai mercati e le unità che possono essere aggregate;
- identificare nuovi criteri di aggregazione definiti in base alla dimensione spaziale di ciascuno dei servizi di dispacciamento per cui l'aggregato è abilitato; a titolo d'esempio, se l'aggregato è abilitato solamente per la fornitura di riserva primaria o secondaria, potrà essere consentita un'aggregazione su base zonale; viceversa, in caso di abilitazione per la risoluzione delle congestioni intra-zonali o per altre risorse di carattere locale, l'aggregazione non può che essere limitata al nodo della rete di trasmissione nazionale o a un insieme ristretto di nodi;
- rivedere la disciplina degli sbilanciamenti al fine di fornire agli utenti del dispacciamento segnali di prezzo coerenti con le dimensioni temporale, spaziale e merceologica che contraddistinguono il valore dell'energia in tempo reale, superando l'attuale meccanismo basato su aggregazioni zonali/macrozonali statiche e facendo riferimento ai prezzi nodali.

L'Autorità inoltre:
- con la deliberazione 300/2017/R/eel, ha ritenuto opportuno, nelle more della definizione del nuovo Testo Integrato Dispacciamento Elettrico, prevedere una prima apertura di MSD, per il tramite di progetti pilota finalizzati alla raccolta di elementi utili per la riforma del dispacciamento e per rendere disponibili, fin da subito, nuove risorse di dispacciamento;
- da ultimo con la deliberazione 419/2017/R/eel, ha revisionato transitoriamente la disciplina degli sbilanciamenti, definendo misure transitorie al fine di evitare anomalie presenti nella

disciplina degli sbilanciamenti che hanno consentito, ad alcuni utenti del dispacciamento[61], di trarre profitti estranei alle finalità del servizio di dispacciamento, mediante una programmazione a livelli strutturalmente e sensibilmente differenti da quelli ragionevolmente prevedibili.

Per approfondimenti sul tema della revisione della regolazione del servizio di dispacciamento e della revisione della disciplina degli sbilanciamenti si rimanda al documento per la consultazione 322/2019/R/eel, con il quale l'Autorità indica le principali linee di intervento volte a rendere la regolazione dell'attività di dispacciamento idonea a garantire efficientemente la sicurezza del sistema elettrico, in un contesto in rapida e continua evoluzione per effetto della diffusione delle fondi rinnovabili non programmabili e della generazione distribuita, nonché del progressivo venir meno degli impianti di produzione programmabili che hanno storicamente reso disponibili le risorse per garantire l'equilibrio tra domanda e offerta di energia elettrica.

5.22 Regole per il dispacciamento

Le regole per il dispacciamento formano parte del "*Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete*" (Codice di Rete) adottato da Terna ai sensi del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004, in conformità alle direttive definite dall'Autorità con deliberazione n. 250/04 e alle condizioni per il dispacciamento definite dall'Autorità nella deliberazione n. 111/06 e nel relativo Allegato A. Il Codice di Rete è disponibile nel sito internet di Terna.

[61] Al riguardo si evidenzia che l'Autorità, con la deliberazione 342/2016/E/eel, ha avviato un procedimento per l'adozione di misure volte a contrastare, mediante l'adozione di provvedimenti prescrittivi ovvero anche mediante provvedimenti di regolazione asimmetrica, alcune condotte attuate da parte degli utenti del dispacciamento nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e potenzialmente configurabili come abusi di mercato ai sensi del Regolamento (UE) 1227/2011 (REMIT).

Capitolo 6

Modalità di cessione dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete

In generale, l'energia elettrica prodotta e immessa in rete può essere destinata commercialmente a diversi soggetti che operano nel mercato (Borsa elettrica, cliente finale libero, cliente grossista), sulla base di valutazioni e scelte effettuate dal singolo produttore. In più, il legislatore ha previsto, per alcune tipologie di impianti, la possibilità di scegliere:

- il ritiro a prezzo amministrato dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete (il cosiddetto ritiro dedicato), secondo modalità e condizioni economiche definite dall'Autorità facendo riferimento al mercato;
- lo scambio sul posto qualora a monte del medesimo punto di connessione vi siano produzione e consumo dell'energia elettrica.

6.1 Ritiro dedicato

6.1.1 Riferimenti normativi

Ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03, e del comma 41 della legge n. 239/04, il regime di ritiro dedicato si pone quale alternativa al normale regime di vendita dell'energia elettrica ed è riservato:

- all'energia elettrica prodotta dagli impianti di potenza inferiore a 10 MVA, qualunque sia la fonte;
- all'energia elettrica prodotta dagli impianti, di potenza qualsiasi, alimentati dalle fonti rinnovabili eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice e idraulica, limitatamente, per quest'ultima fonte, agli impianti ad acqua fluente;
- alle eccedenze prodotte dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili programmabili di potenza non inferiore a 10 MVA purché nella titolarità di un autoproduttore,

a eccezione di quella ceduta al GSE nell'ambito delle convenzioni in essere stipulate ai sensi dei provvedimenti Cip n. 15/89, n. 34/90, n. 6/92, nonché della deliberazione n. 108/97, limitatamente agli impianti nuovi, potenziati o rifatti, come definiti dagli articoli 1 e 4 della medesima deliberazione n. 108/97, fino alla loro scadenza.

Non può accedere al ritiro dedicato l'energia elettrica per la quale sono erogate le tariffe fisse omnicomprensive di cui alle leggi 296/06, 244/07 e al decreto interministeriale 5 maggio 2011, nonché l'energia elettrica complessivamente prodotta e immessa in rete dagli impianti che accedono, anche per una parte della propria produzione, agli strumenti incentivanti di cui ai decreti interministeriali 6 luglio 2012, 23 giugno 2016 e 4 luglio 2019, nonché l'energia elettrica complessivamente prodotta e immessa in rete dalle sezioni degli impianti fotovoltaici per i quali sono erogati gli incentivi di cui al decreto interministeriale 5 luglio 2012.

Si evidenzia che, come previsto dalla deliberazione 574/2014/R/eel, è possibile installare sistemi di accumulo di energia elettrica presso gli impianti di produzione di energia elettrica che accedono al ritiro dedicato e/o ai prezzi minimi garantiti (si veda anche il paragrafo 3.3.3). Inoltre, ai fini dell'ammissibilità al ritiro dedicato e/o ai prezzi minimi garantiti si considera esclusivamente la potenza della parte dell'impianto di produzione di energia elettrica al netto dei sistemi di accumulo, anche nei casi in cui tali sistemi siano parte integrante della medesima unità di produzione.

6.1.2 Riferimenti regolatori

Le disposizioni relative al ritiro dedicato dell'energia elettrica immessa sono definite nell'Allegato A alla deliberazione n. 280/07 recante "*Modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239/04*"; tali disposizioni sono in vigore dal 1 gennaio 2008.

6.1.3 Cosa si intende con il termine ritiro dedicato

Il ritiro dedicato è la cessione dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti che vi possono accedere, su richiesta del produttore e in alternativa al libero mercato, secondo principi di semplicità procedurale e applicando condizioni economiche di mercato. Il ritiro dedicato prevede quindi semplificazioni, non incentivi che sono invece definiti dall'ordinaria attività legislativa. Pertanto i ricavi derivanti ai produttori dalla vendita dell'energia elettrica, anche attraverso il ritiro dedicato, in generale si sommano ai ricavi derivanti dagli eventuali strumenti incentivanti, a eccezione del caso in cui si applichino prezzi fissi omnicomprensivi, inclusivi dell'incentivo, per il ritiro dell'energia elettrica immessa in rete.

6.1.4 Regolazione del ritiro dedicato

Tenendo conto delle variazioni intervenute nel quadro normativo e nell'assetto del settore elettrico, l'Autorità, con l'Allegato A alla deliberazione n. 280/07, ha individuato il GSE come soggetto indicato a svolgere il ruolo di intermediazione commerciale tra i produttori e il sistema elettrico. Ciò principalmente perché il GSE, a seguito del DPCM 11 maggio 2004, ha assunto un ruolo in ambito nazionale prevalentemente rivolto alla gestione, alla promozione e all'incentivazione delle fonti rinnovabili e della cogenerazione e ha già acquisito una considerevole esperienza nella gestione dell'energia elettrica ritirata nell'ambito di convenzioni di cessione destinata ai sensi del provvedimento Cip n 6/92, inclusa la cessione della medesima energia al mercato.

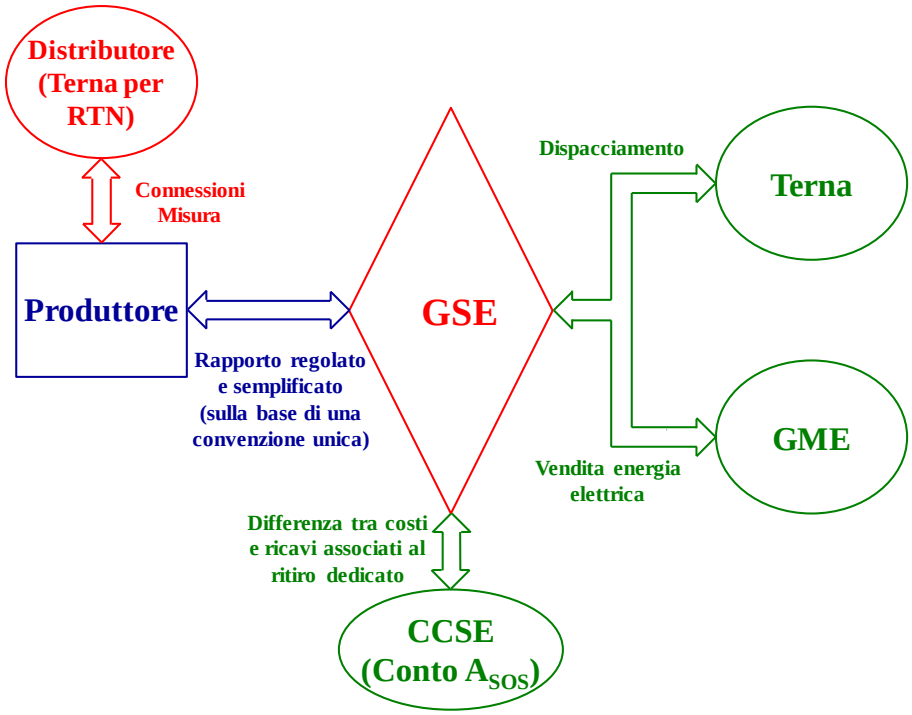
Inoltre, al fine di semplificare il più possibile i rapporti commerciali tra i produttori e il sistema elettrico, l'Autorità ha previsto che il ruolo di intermediazione commerciale tra i produttori e il sistema elettrico riguardi sia la compravendita dell'energia elettrica sia la gestione dell'accesso al sistema elettrico (vale a dire la gestione dei servizi di dispacciamento e di trasporto in immissione).

Quindi il ruolo del GSE è quello di:

- soggetto che ritira commercialmente l'energia elettrica dai produttori aventi diritto, rivendendo tale energia nel mercato elettrico. Il GSE colloca nel mercato tale energia elettrica, applicando la regolazione vigente, e ne garantisce il monitoraggio a livello nazionale. Solo le differenze tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica che beneficia dei prezzi minimi garantiti (descritti nel paragrafo 6.1.6) e i ricavi ottenuti dal GSE dalla vendita di tale energia nel mercato sono compensate dal Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate, gestito da Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA). Tali differenze rappresentano il costo che il ritiro dedicato dell'energia elettrica induce nel sistema elettrico;
- utente del dispacciamento in immissione e utente del trasporto in immissione in relazione alle unità di produzione nella disponibilità dei predetti produttori[62].

Nella figura 6.1 è riportato uno schema che illustra le interrelazioni tra i diversi soggetti coinvolti nel nuovo schema di ritiro dedicato, operativo dal 1 gennaio 2008.

[62] Il GSE non funge anche da utente della misura. Tale attività continua a essere regolata direttamente tra produttore e gestore di rete sulla base della normativa vigente.



- figura 6.1 -

6.1.5 Procedura per il ritiro dell'energia elettrica

Per quanto riguarda le modalità di accesso al regime di ritiro dedicato, l'Autorità ha previsto che:

- il produttore avente titolo possa avvalersi del ritiro dedicato presentando opportuna istanza al GSE;
- il produttore sia tenuto a registrarsi presso il GSE e a fornire i dati dell'impianto in un sistema informatico appositamente predisposto dal GSE;
- sia stipulata tra il produttore e il GSE una convenzione annuale (tacitamente rinnovabile) per regolare il ritiro commerciale dell'energia elettrica sostituendo ogni altro adempimento contrattuale relativo alla cessione commerciale dell'energia elettrica e all'accesso ai servizi di dispacciamento in immissione e di trasporto[63]. Tale convenzione è quindi una semplificazione per il produttore perché al suo interno sono gestiti, con un'unica controparte contrattuale, tutti i corrispettivi e gli adempimenti normalmente riferiti alle immissioni di energia elettrica, come nel seguito è messo in evidenza.

6.1.6 Regolazione economica del ritiro dedicato

Il prezzo riconosciuto ai produttori nell'ambito del ritiro dedicato è il prezzo che si forma nel mercato elettrico (il cosiddetto prezzo zonale orario), corrisposto sulla base del profilo orario di immissione del singolo produttore. Ciò consente di riflettere fedelmente le condizioni economiche di mercato e di evitare, conseguentemente, differenze tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica e i ricavi ottenuti dal GSE con la vendita di tale energia nel mercato che, ove presenti, verrebbero compensate dal Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate.

L'Autorità, nella definizione delle condizioni economiche di ritiro, ha ritenuto opportuno, inoltre, tener conto delle peculiarità di impianti di particolari ridotte dimensioni caratterizzate da elevati

[63] Lo schema di istanza per l'accesso al ritiro dedicato, lo schema di convenzione e i manuali per l'utilizzo del portale informatico sono disponibili nel sito internet del GSE.

costi di esercizio e manutenzione e limitata produzione annua (impianti con produzioni annue di pochi milioni di kWh)[64]. A tale scopo, dal 1 gennaio 2014, si applicano i prezzi minimi garantiti per il primo milione e mezzo di kWh immessi in rete annualmente (per i primi due milioni di kWh immessi in rete annualmente nel caso degli impianti alimentati da biogas da fermentatori anaerobici, da biomasse solide e da biomasse liquide)[65]:

- da impianti fotovoltaici di potenza nominale fino a 100 kW che accedono alle "incentivazioni a carico delle tariffe elettriche sull'energia prodotta" (che, a oggi, sono i certificati verdi e i relativi sostituti ovvero gli incentivi riconosciuti per l'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici ai sensi dei decreti interministeriali 28 luglio 2005, 6 febbraio 2006, 19 febbraio 2007, 6 agosto 2010 e 5 maggio 2011);
- da impianti idroelettrici di potenza elettrica fino a 500 kW che accedono alle "incentivazioni a carico delle tariffe elettriche sull'energia prodotta" (che, a oggi, sono i certificati verdi e i relativi sostituti per queste tipologie impiantistiche)[66];
- da impianti idroelettrici di potenza nominale media annua fino a 1 MW e di impianti alimentati dalle altre fonti rinnovabili di potenza attiva nominale fino a 1 MW, a eccezione delle centrali ibride, che non accedono alle "incentivazioni a carico delle tariffe elettriche sull'energia prodotta" (come già precedentemente evidenziate).

I prezzi minimi garantiti sono stati introdotti come forma di tutela, al fine di assicurare la sopravvivenza economica agli impianti di minori dimensioni anche qualora i prezzi di mercato dovessero scendere significativamente, considerati i benefici in termini ambientali, di tutela del territorio e di utilizzo delle risorse marginali o residuali (non altrimenti utilizzabili).

L'Autorità, con la deliberazione 618/2013/R/efr, ha definito i nuovi valori dei prezzi minimi garantiti che si applicano dal 1 gennaio 2014. I prezzi minimi garantiti, differenziati per fonte e nel caso della fonte idrica definiti per scaglioni progressivi di energia elettrica, sono aggiornati, fino a successive ridefinizioni sulla base dell'analisi dei costi di gestione e dei combustibili:

- nel caso di impianti idroelettrici, applicando la seguente formula:

$$PMG_t = (PMG_{t-1} - 25) \cdot \left(1 + \frac{FOI_{t-1}}{100}\right) + 25;$$

- nel caso degli impianti diversi dagli idroelettrici, applicando la seguente formula:

$$PMG_t = PMG_{t-1} \cdot \left(1 + \frac{FOI_{t-1}}{100}\right);$$

[64] Impianti di ridottissime dimensioni che tipicamente sfruttano risorse rinnovabili diffuse nel territorio non altrimenti sfruttabili diversamente (in quanto marginali o residuali).

[65] Si ricorda che non può accedere al ritiro dedicato (e quindi neanche ai prezzi minimi garantiti) l'energia elettrica per la quale sono erogate le tariffe fisse onnicomprensive di cui alle leggi 296/06, 244/07 e al decreto interministeriale 5 maggio 2011, nonché l'energia elettrica complessivamente prodotta e immessa in rete dagli impianti che accedono, anche per una parte della propria produzione, agli strumenti incentivanti di cui al decreto interministeriale 6 luglio 2012, nonché l'energia elettrica complessivamente prodotta e immessa in rete dalle sezioni degli impianti fotovoltaici per i quali sono erogati gli incentivi di cui al decreto interministeriale 5 luglio 2012.

[66] Nel caso di impianti idroelettrici che accedono ai certificati verdi e ai relativi sostituti e che beneficiano anche dei prezzi minimi garantiti, per i quali i produttori, in sede di istanza, hanno comunicato una potenza elettrica (massima potenza elettrica, con riferimento esclusivo alla potenza attiva, che può essere prodotta con continuità, durante un dato intervallo di tempo sufficientemente lungo di funzionamento, pari ad almeno 4 ore, supponendo tutte le parti dell'impianto in funzione in piena efficienza e nelle condizioni ottimali di portata e di salto) fino a 500 kW e una potenza attiva nominale superiore a 500 kW, il GSE verifica che, sulla base dei dati di misura, non sia mai superata, nel corso dell'anno solare, la potenza elettrica di 500 kW. Qualora tale potenza sia superata, il GSE provvede a revocare, per il medesimo anno, i prezzi minimi garantiti effettuando i conseguenti conguagli.

dove:

- PMG_t è il valore del prezzo minimo garantito nell'anno t;
- PMG_{t-1} è il valore del prezzo minimo garantito nell'anno t-1;
- FOI_{t-1} è il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat nell'anno precedente, con arrotondamento alla prima cifra decimale secondo il criterio commerciale.

I prezzi minimi garantiti differenziati per fonte valevoli per l'anno 2020 sono riportati nella tabella 6.1.

Prezzi minimi garantiti per l'anno 2020

Fonte	Quantità di energia elettrica ritirata su base annua	Prezzo minimo garantito (formula riportata nella deliberazione 618/2013/R/efr)	Prezzo minimo garantito (valore vigente per l'anno 2020)
		[€/MWh]	[€/MWh]
Biogas da fermentatori anaerobici, biomasse solide e biomasse liquide	fino a 2.000.000 kWh	**$PMG_{2019} * (1 + FOI_{2019}/100)$**	**94,8**
Biogas da discarica	fino a 1.500.000 kWh	**$PMG_{2019} * (1 + FOI_{2019}/100)$**	**50,3**
Eolica	fino a 1.500.000 kWh	**$PMG_{2019} * (1 + FOI_{2019}/100)$**	**50,3**
Solare fotovoltaico	fino a 1.500.000 kWh	**$PMG_{2019} * (1 + FOI_{2019}/100)$**	**40,0**
Idrica	fino a 250.000 kWh	**$(PMG_{2019} - 25) * (1 + FOI_{2019}/100) + 25$**	**156,8**
	oltre 250.000 kWh e fino a 500.000 kWh	**$(PMG_{2019} - 25) * (1 + FOI_{2019}/100) + 25$**	**107,6**
	oltre 500.000 kWh e fino a 1.000.000 kWh	**$(PMG_{2019} - 25) * (1 + FOI_{2019}/100) + 25$**	**67,8**
	oltre 1.000.000 kWh e fino a 1.500.000 kWh	**$(PMG_{2019} - 25) * (1 + FOI_{2019}/100) + 25$**	**58,7**
Geotermica	fino a 1.500.000 kWh	**$PMG_{2019} * (1 + FOI_{2019}/100)$**	**52,6**
Fonti diverse dalle altre	fino a 1.500.000 kWh	**$PMG_{2019} * (1 + FOI_{2019}/100)$**	**40,0**

- tabella 6.1 -

Nel caso in cui i prezzi minimi garantiti siano applicati a partire da un qualsivoglia giorno successivo al 1 gennaio, i valori estremi che individuano ciascuno scaglione delle quantità di energia elettrica progressivamente ritirate nel corso dell'anno solare devono essere moltiplicati per il rapporto tra il numero dei giorni residui di applicabilità nell'ambito dell'anno solare e il numero complessivo dei giorni dell'anno solare.

Infine, qualora, al termine di ciascun anno solare, il prodotto tra i prezzi minimi garantiti e la quantità di energia elettrica a essi riferita sia inferiore al prodotto tra i prezzi zonali orari e la stessa quantità di energia elettrica, il GSE riconosce, a conguaglio, la differenza tra il prodotto tra i prezzi zonali orari e quantità di energia elettrica alla quale sono stati applicati i prezzi minimi garantiti e il prodotto tra i prezzi minimi garantiti e la quantità di energia elettrica a essi riferita.

L'Autorità, modificando la deliberazione n. 280/07 con la deliberazione 618/2013/R/efr, ha previsto, al fine di consentire una maggiore apertura del mercato, l'applicazione dei prezzi minimi garantiti anche nel caso in cui l'energia elettrica sia commercializzata nel libero mercato, consentendo, quindi, che i vantaggi relativi ai prezzi minimi garantiti si possano applicare anche nel caso in cui l'energia elettrica non sia ritirata nell'ambito del ritiro dedicato, fermo restando che tale energia elettrica rispetti i requisiti che le consentirebbero di accedere al ritiro dedicato.

In particolare, tutti gli impianti alimentati da fonti rinnovabili che hanno diritto ad accedere al ritiro dedicato, a eccezione delle centrali ibride, possono godere dei benefici derivanti dai prezzi minimi garantiti anche qualora scegliessero di destinare la propria energia elettrica immessa a un *trader* o

accedendo direttamente ai mercati organizzati dell'energia elettrica. In tali casi, occorre siglare una convenzione con il GSE sulla base della quale il medesimo GSE:

- riconosce a conguaglio, al termine di ciascun anno solare, la differenza, se positiva, tra:
  - il prodotto tra i prezzi minimi garantiti e la quantità di energia elettrica immessa (limitatamente alla quantità di energia elettrica a cui tali prezzi sono riferiti su base annuale solare) e
  - il prodotto tra il prezzo zonale orario e la medesima quantità di energia elettrica immessa di cui al precedente alinea;
- applica un corrispettivo a copertura dei costi amministrativi determinato dal medesimo, previa verifica positiva del Direttore della Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale dell'Autorità.

6.1.7 Regolazione del servizio di dispacciamento in immissione

La revisione della regolazione dei corrispettivi di sbilanciamento per le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili determina l'insorgere di nuovi oneri e ricavi in capo al GSE, nei casi in cui il medesimo GSE sia utente del dispacciamento in immissione per gli impianti di produzione che accedono al ritiro dedicato, allo scambio sul posto e ai meccanismi incentivanti CIP 6 e in tariffa fissa omnicomprensiva.

L'Autorità, pertanto, con l'Allegato A alla deliberazione 281/2012/R/efr ha modificato l'Allegato A alla deliberazione n. 280/07, prevedendo che il GSE, entro il giorno 20 del secondo mese successivo a quello di competenza, per ciascun periodo rilevante del mese di competenza e per ciascun punto di dispacciamento, calcola la quota residua dei corrispettivi orari di sbilanciamento attribuiti da Terna al medesimo GSE (OS_h). Detti corrispettivi, espressi in €, sono pari, per ogni ora, alla somma algebrica tra:

- il corrispettivo di sbilanciamento effettivo complessivo attribuito da Terna, espresso in €, a un determinato punto di dispacciamento ($C^{sbil}{}_h$), e
- il prodotto tra lo sbilanciamento effettivo del medesimo punto di dispacciamento ($Sbil_h$), espresso in MWh, e il prezzo zonale orario relativo alla zona elettrica a cui fa riferimento il punto di dispacciamento ($P^Z{}_h$), espresso in €/MWh.

$$OS_h = (C_h^{sbil} - P_h^Z \cdot Sbil_h) \qquad [€]$$

Il GSE, entro il giorno 20 del secondo mese successivo a quello di competenza, per ciascun periodo rilevante del mese di competenza e per ciascun punto di dispacciamento comprendente unità di produzione non rilevanti, ripartisce la quota residua dei corrispettivi orari di sbilanciamento attribuiti da Terna al medesimo GSE tra (ove presenti):

- unità di produzione che cedono energia elettrica al GSE ai sensi del provvedimento CIP 6;
- unità di produzione che cedono energia elettrica al GSE in regime di ritiro dedicato;
- unità di produzione che cedono energia elettrica al GSE in regime di scambio sul posto;
- unità di produzione che cedono energia elettrica al GSE secondo il regime di tariffa fissa omnicomprensiva previsto dai decreti interministeriali 18 dicembre 2008 e 5 maggio 2011;
- unità di produzione che cedono energia elettrica al GSE secondo il regime di tariffa fissa omnicomprensiva previsto dai decreti interministeriali 5 luglio 2012, 6 luglio 2012, 23 giugno 2016 e 4 luglio 2019,

secondo modalità proposte dal GSE e approvate dall'Autorità con la deliberazione 493/2012/R/efr. Tali modalità di attribuzione, secondo quanto previsto dall'Allegato A alla deliberazione n. 280/07, non comportano maggiori oneri in capo alla componente tariffaria A_{SOS}.

Per maggiori dettagli relativi alle modalità di attribuzione, agli impianti che accedono al ritiro dedicato, della quota residua dei corrispettivi di sbilanciamento attributi da Terna al GSE si rimanda alle "*Regole tecniche per il trasferimento delle partite economiche relative ai corrispettivi di*

sbilanciamento e alle offerte accettate sul Mercato Infragiornaliero" aggiornate e pubblicate dal GSE nel proprio sito internet a seguito dell'entrata in vigore della deliberazione 522/2014/R/eel.

6.1.8 Gestione della convenzione per il ritiro dedicato

Il GSE stipula con il produttore la convenzione per la regolazione economica del ritiro dell'energia elettrica, ivi incluse le tempistiche di pagamento, secondo uno schema di convenzione definito dal medesimo GSE sulla base di quanto previsto dall'Allegato A alla deliberazione n. 280/07 e positivamente verificato dal Direttore della Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale dell'Autorità.

La convenzione sostituisce ogni altro adempimento relativo alla cessione commerciale dell'energia elettrica immessa e all'accesso ai servizi di dispacciamento e di trasporto in immissione dell'energia elettrica. Tale convenzione è di durata annuale solare e tacitamente rinnovabile.

Nell'ambito della convenzione, il GSE, dando separata evidenza alle diverse voci:
- riconosce i prezzi per l'energia elettrica oggetto del ritiro dedicato;
- applica gli eventuali maggiori oneri o ricavi che dovessero derivare dalla partecipazione al Mercato Infragiornaliero;
- applica i corrispettivi di sbilanciamento;
- applica il corrispettivo a copertura dei costi amministrativi, definito dal decreto ministeriale 24 dicembre 2014;
- per gli impianti eolici oggetto di ordini di dispacciamento impartiti da Terna, per i quali il produttore ha siglato la convenzione di cui all'articolo 3 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 5/10, riconosce la valorizzazione economica della mancata produzione eolica ai sensi dell'articolo 7 dell'Allegato A alla medesima deliberazione ARG/elt 5/10;
- per gli impianti eolici selezionati con le procedure concorsuali di cui all'articolo 18 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 5/10, riconosce il corrispettivo di cui all'articolo 17 dell'Allegato A alla medesima deliberazione ARG/elt 5/10.

6.1.9 Obblighi procedurali per i produttori

I produttori sono tenuti a:
- fornire al GSE, tramite il portale informatico appositamente predisposto, i dati necessari ai fini delle previsioni e della programmazione dell'energia elettrica immessa. I predetti dati nonché le rispettive modalità di trasmissione sono definite dal GSE;
- consentire l'accesso all'impianto e alle relative infrastrutture al GSE e agli altri soggetti di cui il medesimo può avvalersi per l'espletamento delle attività di verifica e controllo previste;
- trasmettere al GSE, con dichiarazione sostitutiva dell'atto notorio, nei casi in cui l'energia elettrica sia ritirata, come eccedenza, dagli impianti di potenza apparente nominale uguale o superiore a 10 MVA, alimentati da fonti rinnovabili diverse dalla fonte eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice e idraulica, limitatamente, per quest'ultima fonte, agli impianti ad acqua fluente, al termine di ogni anno solare ed entro e non oltre il 31 marzo dell'anno successivo, i dati a consuntivo relativi all'anno precedente della quantità di energia elettrica prodotta dall'impianto e della quantità di energia elettrica autoconsumata, nonché ogni altra documentazione necessaria a dimostrare la sussistenza, per l'anno precedente, dei requisiti per acquisire il titolo di autoproduttore di cui all'articolo 2, comma 2, del decreto legislativo n. 79/99. Qualora il titolo di autoproduttore non dovesse essere soddisfatto per l'anno precedente, il produttore è tenuto a versare al GSE un ulteriore corrispettivo a copertura dei costi amministrativi pari al 1% del controvalore dell'energia elettrica ritirata nell'anno precedente.

6.1.10 Applicazione del ritiro dedicato

Nell’ambito della convenzione tra produttore e GSE ai fini del ritiro dedicato, il GSE, nel mese successivo a quello di competenza, propone al produttore uno schema di fattura dando separata evidenza di tutte le voci che la compongono. Il produttore è tenuto a verificare tale schema dando la sua approvazione o contattando il GSE per eventuali problemi. Ciò per garantire ulteriori semplificazioni per i produttori che, quindi, non devono necessariamente seguire ogni giorno l’andamento del mercato dell’energia elettrica.

6.2 Scambio sul posto

6.2.1 Riferimenti normativi

Lo scambio sul posto per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili

Il servizio di scambio sul posto è stato inizialmente previsto dall'articolo 10, comma 7, secondo periodo, della legge n. 133/99, per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza elettrica non superiore a 20 kW.

Il servizio di scambio sul posto è poi stato confermato dall'articolo 6 del decreto legislativo n. 387/03, sempre per gli impianti di potenza nominale fino a 20 kW alimentati da fonti rinnovabili. In particolare, il comma 2 di tale articolo, nella sua versione originale, prevedeva che nell'ambito della disciplina dello scambio sul posto non fosse consentita la vendita dell'energia elettrica prodotta. 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 di energia.

Con la legge n. 244/07 e con il decreto ministeriale 18 dicembre 2008, il servizio di scambio sul posto è stato esteso anche agli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza superiore a 20 kW e fino a 200 kW entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007.

La legge n. 99/09 ha previsto che i Comuni con popolazione fino a 20.000 residenti possano usufruire del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta, per gli impianti di cui sono proprietari di potenza non superiore a 200 kW, a copertura dei consumi di proprie utenze, 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.

Il decreto legislativo n. 66/10 ha previsto che il Ministero della Difesa possa usufruire del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta a copertura dei consumi di proprie utenze, 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[67].

L'articolo 25-bis, del decreto-legge n. 91/14, convertito con la legge n. 116/14, ha previsto, tra l'altro, che, con effetti decorrenti dal 1 gennaio 2015, la soglia di applicazione della disciplina dello scambio sul posto sia elevata a 500 kW per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili che entrano in esercizio a decorrere dal 1 gennaio 2015, fatti salvi gli obblighi di officina elettrica.

Qualora lo scambio sul posto sia riferito a un impianto fotovoltaico oggetto di incentivazione ai sensi dei decreti interministeriali 28 luglio 2005 e 6 febbraio 2006 (I conto energia fotovoltaico)[68] l'utente dello scambio coincide con il soggetto responsabile che percepisce l'incentivo in conto

[67] 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 precedentemente richiamata, trasferendone l'intero contenuto al proprio interno.

[68] Nel caso di impianti fotovoltaici oggetto di incentivazione ai sensi dei decreti interministeriali 28 luglio 2005 e 6 febbraio 2006, continua a essere effettuato il calcolo del saldo con le stesse modalità previste dalla deliberazione n. 28/06 ai soli fini dell'erogazione dell'incentivo, senza più scadenza del saldo positivo dopo il terzo anno. Infatti, le regole del I conto energia fotovoltaico prevedono che, nel caso di impianti fotovoltaici ammessi allo scambio sul posto, la tariffa incentivante sia erogata sull'energia elettrica prodotta e consumata dalle utenze del soggetto responsabile direttamente o in applicazione della disciplina dello scambio sul posto.

energia. Lo scambio sul posto non può essere erogato in relazione all'energia elettrica prodotta e immessa da impianti che accedono agli incentivi previsti dal decreto interministeriale 5 luglio 2012 (V conto energia fotovoltaico) e dai decreti interministeriali 6 luglio 2012 e 23 giugno 2016 (incentivi altre fonti rinnovabili) e dal decreto interministeriale 4 luglio 2019 (fonte eolica, idraulica, gas residuati dai processi di depurazione e solare fotovoltaica), come previsto dai medesimi decreti.

Lo scambio sul posto per gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento

Lo scambio sul posto per gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento di potenza fino a 200 kW è stato introdotto dall'articolo 6, comma 4, del decreto legislativo n. 20/07. In particolare, tale articolo prevede che la regolazione dello scambio sul posto tenga conto della valorizzazione dell'energia elettrica scambiata con il sistema elettrico nazionale, degli oneri e delle condizioni per l'accesso alle reti. Le disposizioni relative allo scambio sul posto per la cogenerazione ad alto rendimento, a differenza delle corrispondenti disposizioni relative alle fonti rinnovabili, non impediscono la vendita dell'energia elettrica prodotta in eccesso rispetto ai propri consumi.

Presenza di sistemi di accumulo di energia elettrica presso impianti di produzione di energia elettrica che accedono allo scambio sul posto

Come previsto dalla deliberazione 574/2014/R/eel, è possibile installare sistemi di accumulo di energia elettrica presso gli impianti di produzione di energia elettrica che accedono allo scambio sul posto (si veda anche il paragrafo 3.3.3). Inoltre, ai fini dell'ammissibilità allo scambio sul posto, si considera esclusivamente la potenza della parte dell'impianto di produzione di energia elettrica al netto dei sistemi di accumulo, anche nei casi in cui tali sistemi siano parte integrante dell'unità di produzione.

6.2.2 Riferimenti regolatori

Le disposizioni relative al servizio di scambio sul posto sono attualmente definite nell'Allegato A alla deliberazione 570/2012/R/efr recante "*Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per l'erogazione del servizio di scambio sul posto: condizioni per l'anno 2013*" (Testo Integrato Scambio sul Posto – TISP) e sono in vigore a partire dal 1 gennaio 2013.

6.2.3 Cosa si intende con il termine scambio sul posto

Il servizio di scambio sul posto è una particolare forma di autoconsumo in sito che consente di compensare l'energia elettrica prodotta e immessa in rete in un certo momento con quella prelevata e consumata in un momento differente da quello 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. Condizione necessaria per l'erogazione del servizio di scambio sul posto è la presenza di impianti per il consumo e per la produzione di energia elettrica sottesi a un unico punto di connessione con la rete con obbligo di connessione di terzi.

6.2.4 Chi può accedere allo scambio sul posto e chi lo eroga

Inizialmente con la deliberazione ARG/elt 74/08, in applicazione dal 1 gennaio 2009, e successivamente con la deliberazione 570/2012/R/efr, in applicazione dal 1 gennaio 2013,

l'Autorità ha previsto che lo scambio sul posto sia erogato dal GSE a soggetti denominati utenti dello scambio sul posto.

Lo scambio sul posto, fermo restando quanto successivamente descritto nel presente paragrafo, è erogato:

- al cliente finale presente all'interno di un Altro Sistema Semplice di Produzione e Consumo (ASSPC) che, al tempo stesso, è produttore di energia elettrica in relazione agli impianti di produzione che costituiscono l'ASSPC, ovvero ha ricevuto mandato senza rappresentanza da un produttore terzo in relazione ai predetti impianti (scambio sul posto per ASSPC);
- al cliente finale titolare di un insieme di punti di prelievo e immissione non necessariamente tra essi coincidenti che, al tempo stesso, è produttore di energia elettrica in relazione agli impianti di produzione connessi per il tramite dei predetti punti, ovvero ha ricevuto mandato senza rappresentanza da un produttore terzo in relazione ai predetti impianti (scambio sul posto altrove).

Ai fini dell'accesso allo scambio sul posto per ASSPC devono essere verificate tutte le seguenti condizioni:

- l'utente dello scambio deve essere controparte del contratto di acquisto riferito all'energia elettrica prelevata sul punto di scambio;
- la potenza complessivamente installata nell'ASSPC da impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2007 è non superiore a 20 kW;
- la potenza complessivamente installata nell'ASSPC da impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2014 è non superiore a 200 kW;
- la potenza complessivamente installata nell'ASSPC da impianti di cogenerazione ad alto rendimento è non superiore a 200 kW;
- la potenza degli impianti di produzione complessivamente installata nell'ASSPC è non superiore a 500 kW.

Ai fini dell'accesso allo scambio sul posto altrove devono essere verificate tutte le seguenti condizioni:

- l'utente dello scambio deve essere controparte del contratto di acquisto riferito all'energia elettrica prelevata tramite tutti i punti di prelievo compresi nella convenzione per lo scambio sul posto;
- l'utente dello scambio sul posto è un Comune con popolazione fino a 20.000 residenti, ovvero un soggetto terzo mandatario del predetto Comune, ferma restando la proprietà degli impianti in capo al medesimo Comune, ovvero il Ministero della Difesa, ovvero un soggetto terzo mandatario del medesimo Ministero;
- gli impianti di produzione che accedono allo scambio sul posto altrove sono esclusivamente impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili;
- la potenza complessivamente installata da impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2007 in un punto di connessione ricompreso nella convenzione per lo scambio sul posto è non superiore a 20 kW;
- la potenza complessivamente installata da impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2014 in un punto di connessione ricompreso nella convenzione per lo scambio sul posto è non superiore a 200 kW;
- la potenza complessivamente installata da impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili per ciascun punto di connessione ricompreso nella convenzione per lo scambio sul posto è non superiore a 500 kW.

Qualora l'utente in scambio sul posto sia il Ministero della Difesa, ovvero un soggetto terzo mandatario del medesimo Ministero, non si applicano le limitazioni riferite alla potenza massima degli impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili presenti nella convenzione per lo scambio sul posto.

6.2.5 Procedure per lo scambio sul posto

Il soggetto che intende beneficiare dello scambio sul posto presenta istanza al GSE utilizzando uno schema di istanza definito dal GSE[69]. Lo stesso soggetto indica se intende optare per la gestione a credito per gli anni successivi ovvero per la liquidazione annuale delle eventuali eccedenze.

La convenzione per lo scambio sul posto, alle condizioni previste dal Testo Integrato Scambio sul Posto, può decorrere dalla data di entrata in esercizio dell'impianto ovvero da una data diversa.

Qualora il soggetto che intende beneficiare dello scambio sul posto voglia accedere allo scambio sul posto a decorrere dalla data di entrata in esercizio dell'impianto, è tenuto a inoltrare al GSE l'istanza entro 60 giorni dalla data di entrata in esercizio dell'impianto, fermo restando che per il medesimo impianto sia stata comunicata, nella fase di registrazione e validazione nel sistema GAUDÌ, la scelta di accedere allo scambio sul posto.

Qualora non sia inoltrata l'istanza entro 60 giorni dalla data di entrata in esercizio dell'impianto, il medesimo impianto è escluso dal contratto di dispacciamento in immissione del GSE a decorrere da una data successiva, come comunicata dal medesimo GSE. Per il periodo non compreso nella convenzione per lo scambio sul posto in cui l'impianto era inserito nel contratto di dispacciamento in immissione del GSE, il medesimo GSE riconosce, per l'energia elettrica immessa, i prezzi zonali orari[70].

Qualora il soggetto che intende beneficiare dello scambio sul posto voglia accedere allo scambio sul posto a decorrere da una data diversa dalla data di entrata in esercizio dell'impianto ovvero qualora non sia stata inoltrata al GSE l'istanza entro 60 giorni dalla data di entrata in esercizio dell'impianto, lo scambio sul posto ha inizio a decorrere dal primo giorno del mese n+2 nel caso in cui l'istanza di accesso allo scambio sul posto è stata presentata nel mese n, purché siano completate le procedure necessarie all'inserimento delle unità di produzione che compongono l'impianto nel contratto di dispacciamento in immissione del GSE.

A seguito del ricevimento dell'istanza di scambio sul posto, il GSE, entro 45 giorni solari dalla data di presentazione dell'istanza, verifica che siano rispettati tutti i requisiti necessari per l'ammissibilità allo scambio sul posto e, nei soli casi in cui la predetta verifica abbia esito positivo procede, tra l'altro:

- a qualificare come:
  - SSP-A gli ASSPC oggetto della predetta istanza caratterizzati da soli impianti di produzione da fonti rinnovabili e con una potenza installata complessiva non superiore a 20 kW;
  - procede a qualificare come SSP-B gli ASSPC oggetto della predetta istanza diversi da quelli descritti al precedente alinea;
- a stipulare con l'utente dello scambio la convenzione per lo scambio sul posto con effetti a decorrere dalla data di entrata in esercizio dell'impianto ovvero da una data diversa dalla data di entrata in esercizio dell'impianto, precisando nella predetta convenzione quanto risultante dall'attività di classificazione come SSP-A ovvero SSP-B.

Qualora la verifica abbia esito negativo, il GSE non stipula la convenzione per lo scambio sul posto e, entro 45 giorni solari dalla data di presentazione dell'istanza di scambio sul posto, ne dà comunicazione all'utente dello scambio evidenziando i motivi del diniego e, nei casi per i quali il soggetto che intende beneficiare dello scambio sul posto volesse accedere allo scambio sul posto a decorrere dalla data di entrata in esercizio dell'impianto, esclude gli impianti di produzione oggetto

[69] Lo schema di istanza per l'accesso allo scambio sul posto, lo schema di convenzione e i manuali per l'utilizzo del portale informatico sono disponibili nel sito internet del GSE.

[70] Nel caso di impianti connessi a reti non interconnesse, il GSE riconosce, per l'energia elettrica immessa, i prezzi unici nazionali (PUN) orari.

di richiesta di scambio sul posto dal contratto di dispacciamento in immissione del GSE a decorrere da una data successiva, comunicata dal medesimo GSE all'utente dello scambio e a Terna.

Il GSE stipula con il soggetto che intende avvalersi dello scambio sul posto una convenzione, di durata annuale solare e tacitamente rinnovabile, che regola lo scambio e le relative tempistiche e che sostituisce i normali adempimenti relativi all'immissione di energia elettrica (trasporto e dispacciamento dell'energia elettrica immessa), ma che non sostituisce i normali adempimenti relativi all'acquisto dell'energia elettrica prelevata.

Entro il 31 gennaio 2015, il GSE ha qualificato come SSP-A o SSP-B gli ASSPC con convenzione di scambio sul posto sottoscritta fino al 31 dicembre 2014 e ancora attiva, comunicando la predetta qualifica a Terna e, a tal fine, ha indicato come data di decorrenza della predetta qualifica il 1 gennaio 2015. Il medesimo GSE ha predisposto un apposito portale informatico ai fini della gestione tecnica, economica e amministrativa dello scambio sul posto.

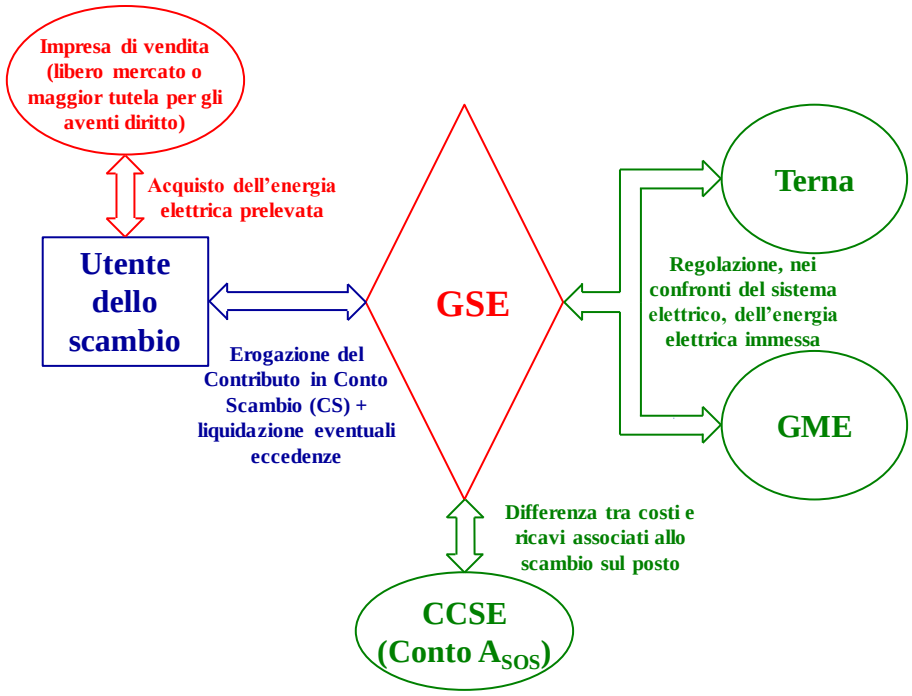
6.2.6 Struttura della disciplina dello scambio sul posto e la sua integrazione nel mercato elettrico

La figura 6.2 rappresenta schematicamente la struttura del nuovo scambio sul posto, evidenziando la sua integrazione nell'attuale struttura del sistema elettrico. In particolare, l'utente dello scambio sul posto acquista 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 nel mercato e regolando i contratti di trasporto e di dispacciamento con Terna. Il GSE, sempre nell'ambito della convenzione per lo scambio sul posto, eroga all'utente dello scambio un contributo finalizzato:

- alla compensazione economica tra il valore associato all'energia elettrica immessa in rete e il valore associato all'energia elettrica prelevata. Nel caso in cui il valore dell'energia elettrica immessa sia superiore a quello dell'energia elettrica prelevata, tale maggior valore, a scelta dell'utente dello scambio, è liquidato o è riportato a credito negli anni solari successivi senza scadenza. Nel caso in cui tale maggior valore sia liquidato, esso si configura come corrispettivo ulteriore e diverso rispetto al corrispettivo relativo allo scambio sul posto;
- alla restituzione dei corrispettivi tariffari, per una quantità di energia elettrica prelevata al più pari a quella immessa (energia elettrica scambiata), della parte variabile, espressa in c€/kWh, dei corrispettivi relativi all'utilizzo della rete (trasmissione, distribuzione e dispacciamento) e:
  - nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili, delle componenti tariffarie A e UC prevedendo un limite massimo che, dall'anno 2013, trova applicazione per i soli impianti di potenza superiore a 20 kW (per maggiori dettagli si rimanda al paragrafo 6.2.7);
  - nel caso degli impianti cogenerativi ad alto rendimento, delle componenti tariffarie UC3 e UC6, afferenti all'utilizzo delle reti.

Mentre il riconoscimento della compensazione economica deriva dalla valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete, la restituzione dei corrispettivi tariffari rappresenta il vero e proprio incentivo intrinseco nella disciplina dello scambio sul posto. È come se l'energia elettrica immessa in rete e successivamente ri-prelevata fosse stata prodotta e autoconsumata istantaneamente senza utilizzare la rete (mentre nella realtà tale rete è stata utilizzata)[71]. Ciò significa che i costi non sostenuti dai soggetti che richiedono lo scambio sul posto rimangono in capo a tutti gli utenti del sistema elettrico.

[71] Con l'eccezione degli oneri generali di sistema eventualmente non restituiti, come precedentemente evidenziato.



- figura 6.2 -

6.2.7 Modalità di calcolo del contributo in conto scambio erogato dal GSE all'utente dello scambio

Nel seguito è messo in evidenza il procedimento per il calcolo del contributo in conto scambio CS erogato dal GSE, nell'ambito della convenzione per lo scambio sul posto, all'utente dello scambio.

Gli elementi necessari per il calcolo sono:

- le misure dell'energia elettrica immessa e prelevata, raccolte e validate dalle imprese distributrici secondo quanto previsto dalla regolazione vigente e da queste ultime trasmesse al GSE;
- la tipologia di utenza ai sensi dell'articolo 2, comma 2.2, del Testo Integrato Trasporto, trasmessa dalle imprese distributrici al GSE.

Nel caso dello scambio sul posto per ASSPC e l'ASSPC sia connesso alle reti di bassa o media tensione, il GSE, nell'ambito della convenzione per lo scambio sul posto, eroga all'utente dello scambio, su base annuale solare, il contributo in conto scambio CS, calcolato come segue:

$$CS = \min (O_E; C_{Ei}) + CU_{Sf} \cdot E_S;$$

nel caso dello scambio sul posto per ASSPC e l'ASSPC sia connesso alle reti di alta o altissima tensione e nel caso di eventuali altri ASSPC per i quali il prelievo di almeno un mese risulti superiore a 4 GWh, il GSE, nell'ambito della convenzione per lo scambio sul posto, eroga all'utente dello scambio, su base annuale solare, il contributo in conto scambio CS, calcolato come segue:

$$CS = \min (O_E; C_{Ei}) + \Sigma (CU_{Sf,m} \cdot E_{S,m});$$

dove:

- O_E è la parte energia convenzionale, espressa in €, dell'onere sostenuto dall'utente dello scambio per l'acquisto dell'energia elettrica prelevata, pari al prodotto tra la quantità di energia elettrica prelevata e il prezzo unico nazionale (PUN);
- C_{Ei} è il controvalore dell'energia elettrica immessa in rete, espresso in €, determinato sulla base dei prezzi zonali orari che si formano nel mercato del giorno prima (MGP) ovvero sulla base dei prezzi unici nazionali orari nel caso di impianti connessi a reti non interconnesse;

- CU_{Sf} è il corrispettivo unitario di scambio forfetario annuale, espresso in c€/kWh, pari:
  - nel caso di punti di scambio cui sono connessi impianti alimentati da fonti rinnovabili per una potenza installata complessiva non superiore a 20 kW, alla somma tra il corrispettivo unitario di scambio forfetario annuale relativo alle reti (CU_{Sf}^{reti}) e il corrispettivo unitario di scambio forfetario annuale relativo agli oneri generali di sistema (CU_{Sf}^{ogs}):

$$CU_{Sf} = CU_{Sf}^{reti} + CU_{Sf}^{ogs};$$

  - nel caso di punti di scambio cui sono connessi impianti alimentati da fonti rinnovabili per una potenza installata complessiva superiore a 20 kW, alla somma tra il corrispettivo unitario di scambio forfetario annuale relativo alle reti (CU_{Sf}^{reti}) e il corrispettivo unitario di scambio forfetario annuale relativo agli oneri generali di sistema (CU_{Sf}^{ogs}), quest'ultimo caratterizzato dalla presenza di un limite massimo:

$$CU_{Sf} = CU_{Sf}^{reti} + \min (CU_{Sf}^{ogs}; \text{limite annuale});$$

  - nel caso di punti di scambio cui sono connessi impianti cogenerativi ad alto rendimento non alimentati da fonti rinnovabili ovvero sia impianti cogenerativi ad alto rendimento non alimentati da fonti rinnovabili sia impianti alimentati da fonti rinnovabili, al corrispettivo unitario di scambio forfetario annuale relativo alle reti (CU_{Sf}^{reti});
- $CU_{Sf,m}$ è il corrispettivo unitario di scambio forfetario mensile, espresso in c€/kWh, pari:
  - nel caso di punti di scambio cui sono connessi impianti alimentati da fonti rinnovabili per una potenza installata complessiva non superiore a 20 kW, alla somma tra il corrispettivo unitario di scambio forfetario mensile relativo alle reti ($CU_{Sf,m}^{reti}$) e il corrispettivo unitario di scambio forfetario mensile relativo agli oneri generali di sistema ($CU_{Sf,m}^{ogs}$):

$$CU_{Sf,m} = CU_{Sf,m}^{reti} + CU_{Sf,m}^{ogs};$$

  - nel caso di punti di scambio cui sono connessi impianti alimentati da fonti rinnovabili per una potenza installata complessiva superiore a 20 kW, alla somma tra il corrispettivo unitario di scambio forfetario mensile relativo alle reti ($CU_{Sf,m}^{reti}$) e il corrispettivo unitario di scambio forfetario mensile relativo agli oneri generali di sistema ($CU_{Sf,m}^{ogs}$), quest'ultimo caratterizzato dalla presenza di un limite massimo:

$$CU_{Sf,m} = CU_{Sf,m}^{reti} + \min (CU_{Sf,m}^{ogs}; \text{limite mensile});$$

  - nel caso di punti di scambio cui sono connessi impianti cogenerativi ad alto rendimento non alimentati da fonti rinnovabili ovvero sia impianti cogenerativi ad alto rendimento non alimentati da fonti rinnovabili sia impianti alimentati da fonti rinnovabili, al corrispettivo unitario di scambio forfetario mensile relativo alle reti ($CU_{Sf,m}^{reti}$);
- CU_{Sf}^{reti} è la media aritmetica, arrotondata alla terza cifra decimale secondo il criterio commerciale, dei termini $CU_{Sf,m}^{reti}$ definiti su base mensile e relativi al medesimo anno solare;
- $CU_{Sf,m}^{reti}$ è pari alla somma algebrica, arrotondata alla terza cifra decimale secondo il criterio commerciale, delle parti unitarie variabili, espresse in c€/kWh, delle tariffe di trasmissione, di distribuzione, dei corrispettivi di dispacciamento nonché delle componenti UC3 e UC6 vigenti nel mese m-esimo;
- CU_{Sf}^{ogs} è la media aritmetica, arrotondata alla terza cifra decimale secondo il criterio commerciale, dei termini $CU_{Sf,m}^{ogs}$ definiti su base mensile e relativi al medesimo anno solare;
- $CU_{Sf,m}^{ogs}$ è pari alla somma algebrica, arrotondata alla terza cifra decimale secondo il criterio commerciale, delle parti unitarie variabili, espresse in c€/kWh, delle componenti tariffarie A_{SOS} e A_{RIM} vigenti nel mese m-esimo;
- *limite annuale* è, dall'anno 2014, il limite massimo del termine CU_{Sf}^{ogs} ed è pari alla differenza, se positiva, tra il valore di cui al paragrafo 6.2.8 e il termine CU_{Sf}^{reti}. Qualora tale differenza sia negativa, il limite è posto pari a zero e, pertanto, anche il termine CU_{Sf}^{ogs} risulta essere pari a zero;

- *limite mensile* è, dall'anno 2014, il limite massimo del termine $CU_{Sf,m}^{ogs}$ ed è pari alla differenza, se positiva, tra il valore di cui al paragrafo 6.2.8 e il termine $CU_{Sf,m}^{reti}$. Qualora tale differenza sia negativa, il limite è posto pari a zero e, pertanto, anche il termine $CU_{Sf,m}^{ogs}$ risulta essere pari a zero;
- 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;
- $E_{S,m}$ è la quantità dell'energia elettrica scambiata, espressa in kWh, e pari al minimo, su base mensile, tra la quantità di energia elettrica immessa e la quantità di energia elettrica prelevata.

Nel caso in cui, per ciascun utente dello scambio, il termine C_{Ei} sia superiore al termine O_E, la differenza tra C_{Ei} e O_E:
- qualora l'utente dello scambio abbia optato per la gestione a credito delle eventuali eccedenze, è riportata a credito per gli anni solari successivi a quello a cui è riferita. Tale credito, o parte di esso, è sommato dal GSE al termine C_{Ei} solo negli anni in cui il medesimo termine C_{Ei} sia inferiore al termine O_E e comunque, ogni anno, nei limiti del valore del termine O_E;
- qualora l'utente dello scambio abbia optato per la liquidazione delle eventuali eccedenze, è riconosciuta dal GSE all'utente dello scambio. La liquidazione delle eccedenze si configura come un corrispettivo ulteriore e diverso rispetto al contributo in conto scambio CS.

Nei casi di convenzioni per lo scambio sul posto altrove, a differenza di quanto precedentemente descritto, il contributo in conto scambio CS è pari alla somma tra:
- il minor valore tra il termine C_{Ei}, riferito all'energia elettrica immessa in tutti i punti di immissione per cui è richiesto lo scambio sul posto, e il termine O_E, riferito all'energia elettrica prelevata da tutti i punti di prelievo per cui è richiesto lo scambio sul posto;
- la sommatoria dei prodotti tra il corrispettivo unitario di scambio forfetario annuale CU_{Sf} e l'energia elettrica scambiata tramite ogni punto di scambio[72] per cui è richiesto lo scambio sul posto nel caso di utenze connesse alle reti di bassa o media tensione[73] ovvero la sommatoria dei prodotti mensili tra il corrispettivo unitario di scambio forfetario mensile $CU_{Sf,m}$ e l'energia elettrica scambiata su base mensile per ogni punto di scambio per cui è richiesto lo scambio sul posto nel caso delle altre utenze.

Per alcuni esempi di applicazione dello scambio sul posto a conguaglio si rimanda alla "*Relazione tecnica sulle modalità e condizioni tecnico economiche per l'erogazione del servizio di scambio sul posto*" allegata alla deliberazione 570/2012/R/efr e pubblicata nel sito internet dell'Autorità.

6.2.8 Disposizioni in merito al limite massimo previsto per i termini CU_{Sf}^{ogs} e $CU_{Sf,m}^{ogs}$ nel caso di impianti di potenza superiore a 20 kW a decorrere dall'anno 2014

I valori per il calcolo del limite annuale e del limite mensile nel caso di impianti fotovoltaici che percepiscono gli incentivi per l'energia elettrica prodotta ai sensi dei decreti interministeriali 28 luglio 2005, 6 febbraio 2006, 19 febbraio 2007, 6 agosto 2010 e 5 maggio 2011 sono pari a zero.

I valori per il calcolo del limite annuale e del limite mensile nel caso di impianti fotovoltaici che non percepiscono gli incentivi per l'energia elettrica prodotta ai sensi dei decreti interministeriali 28 luglio 2005, 6 febbraio 2006, 19 febbraio 2007, 6 agosto 2010 e 5 maggio 2011 sono pari alla differenza positiva tra:

[72] Il punto di scambio è definito come 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.

[73] Nel caso di utenti dello scambio per i quali il prelievo di almeno un mese risulti superiore a 4 GWh si applica il calcolo mensile previsto per gli utenti dello scambio connessi alle reti di alta o altissima tensione.

- 174 €/MWh, e
- il prezzo medio di mercato delle ore comprese tra le 8 e le 20 rilevato nell'anno solare precedente quello di applicazione del medesimo limite.

I valori per il calcolo del limite annuale e del limite mensile nel caso di impianti eolici, idroelettrici e alimentati da biomasse (biogas, biomasse e bioliquidi) che beneficiano dei certificati verdi e dei relativi sostituti sono pari alla differenza positiva tra:
- 234 €/MWh, per gli impianti eolici, 284 €/MWh, per gli impianti idroelettrici, e 209 €/MWh, per gli impianti termoelettrici alimentati da biomasse, e
- la somma del prezzo medio di mercato dell'energia elettrica e del prezzo di ritiro dei certificati verdi e dei relativi sostituti da parte del GSE registrati nell'anno solare precedente quello di applicazione del medesimo limite.

I valori per il calcolo del limite annuale e del limite mensile nel caso di impianti eolici, idroelettrici e alimentati da biomasse (biogas, biomasse e bioliquidi) che non beneficiano dei certificati verdi e dei relativi sostituti sono pari alla differenza positiva tra:
- 234 €/MWh, per gli impianti eolici, 284 €/MWh, per gli impianti idroelettrici, e 209 €/MWh, per gli impianti termoelettrici alimentati da biomasse, e
- il prezzo medio di mercato dell'energia elettrica rilevato nell'anno solare precedente quello di applicazione del medesimo limite.

I valori per il calcolo del limite annuale e del limite mensile nel caso di impianti diversi da quelli precedenti sono pari a zero.

I valori per il calcolo del limite annuale e del limite mensile nel caso di tutti gli impianti di potenza superiore a 200 kW sono pari a zero.

La Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale dell'Autorità, entro il 31 marzo di ogni anno, calcola e pubblica nel sito internet dell'Autorità, i valori per il calcolo del limite annuale e del limite mensile, secondo quanto previsto dalla deliberazione 570/2012/R/efr, riferiti all'anno precedente.

L'Autorità, sulla base dell'analisi dei costi medi di investimento e di esercizio nonché dei ricavi complessivi degli impianti ammessi a beneficiare dello scambio sul posto e tenendo conto dell'impatto complessivo degli oneri generali di sistema sulle bollette elettriche, ridefinisce e aggiorna periodicamente, sulla base, anche avvalendosi del supporto di università o enti di ricerca, di verifiche periodiche relative ai costi medi di investimento e di esercizio nonché ai ricavi complessivi degli impianti ammessi a beneficiare dello scambio sul posto, i valori per il calcolo del limite annuale e del limite mensile, eventualmente estendendoli anche agli impianti di potenza fino a 20 kW.

6.2.9 Regolazione economica del servizio di scambio sul posto

Il GSE, nell'ambito della convenzione di scambio sul posto:
- riconosce all'utente dello scambio il contributo in conto scambio CS;
- nel caso in cui l'utente dello scambio abbia optato per la liquidazione delle eventuali eccedenze, riconosce all'utente dello scambio la differenza positiva tra il termine C_{Ei} e il termine O_E. Tale importo non è parte del contributo in conto scambio CS;
- applica all'utente dello scambio il contributo a copertura dei costi amministrativi definito dal decreto ministeriale 24 dicembre 2014;
- nei casi di scambio sul posto altrove, in cui lo scambio sul posto sia erogato per una pluralità di punti di prelievo e di punti di immissione, applica all'utente dello scambio un contributo aggiuntivo pari a 4 €/anno per ogni punto di connessione compreso nella convenzione, a copertura dei costi di aggregazione delle misure relative ai diversi punti di connessione.

La regolazione economica del servizio di scambio sul posto è effettuata dal GSE in acconto nel corso dell'anno di riferimento e a conguaglio su base annuale solare, nel corso dell'anno successivo.

La regolazione in acconto è definita dal GSE sulla base di criteri proposti dal medesimo e positivamente verificati dal Direttore della Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale dell'Autorità. Tali criteri devono essere definiti nel rispetto dei seguenti principi:

- il contributo in conto scambio CS in acconto è 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 CS in acconto avvenga contestualmente all'erogazione del contributo in conto scambio CS a conguaglio;
- il contributo in conto scambio CS è 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 €;
- il valore in acconto del contributo in conto scambio 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 conto scambio CS in acconto prossimo a quello atteso a conguaglio.

Per le tempistiche di pubblicazione dei valori in acconto del contributo in conto scambio CS e le tempistiche dei relativi pagamenti da parte del GSE si rimanda alla Relazione Tecnica, relativa alla determinazione del contributo in conto scambio CS, pubblicata nel sito internet del GSE.

La regolazione a conguaglio è effettuata dal GSE nel rispetto delle seguenti tempistiche:

- entro il 15 maggio dell'anno successivo a quello di riferimento, il GSE pubblica i valori a conguaglio del contributo in conto scambio CS, evidenziando la parte già riconosciuta in acconto;
- entro il 30 giugno dell'anno successivo a quello di riferimento, il GSE eroga il conguaglio del contributo in conto scambio CS.

Le tempistiche precedentemente descritte sono sospese nel caso in cui l'utente dello scambio non abbia espletato gli adempimenti a proprio carico fino all'avvenuto espletamento.

6.2.10 Scambio sul posto per Comuni con popolazione fino a 20.000 residenti e per il Ministero della Difesa

L'articolo 27, comma 4, della legge n. 99/09 prevede che "*Per incentivare l'utilizzazione dell'energia elettrica prodotta con fonti rinnovabili, i comuni con popolazione fino a 20.000 residenti possono usufruire del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta, secondo quanto stabilito dall'articolo 2, comma 150, lettera a), della legge 24 dicembre 2007, n. 244, per gli impianti di cui sono proprietari di potenza non superiore a 200 kW, a copertura dei consumi di proprie utenze, 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*".

L'articolo 355, comma 7, del decreto legislativo n. 66/10 prevede che "*Il Ministero della difesa, ai fini di quanto previsto dal comma 1*[74]*, può usufruire per l'energia elettrica prodotta da fonti*

[74] L'articolo 355, comma 1, del decreto legislativo n. 66/10 prevede che "*Il Ministero della difesa, nel rispetto del codice dei beni culturali e del paesaggio, di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, allo scopo di soddisfare le proprie esigenze energetiche, nonché per conseguire significative misure di contenimento degli oneri connessi e delle spese per la gestione delle aree interessate, può, fatti salvi i diritti dei terzi, affidare in concessione o in locazione, o utilizzare direttamente, in tutto o in parte, i siti militari, le infrastrutture e i beni del demanio militare o a qualunque*

rinnovabili del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta secondo le modalità di cui al comma 4, dell'articolo 27, della legge 23 luglio 2009, n. 99, anche per impianti di potenza superiore a 200 kW".

Le disposizioni normative precedentemente descritte di fatto rimuovono il vincolo della coincidenza tra il punto di immissione e il punto di prelievo ai fini dell'applicazione dello scambio sul posto nei seguenti casi:

- l'utente dello scambio sul posto è un Comune con popolazione fino a 20.000 residenti (o un soggetto terzo previo mandato), nel caso in cui gli impianti alimentati da fonti rinnovabili ammessi allo scambio sul posto, di potenza fino a 500 kW (si veda il paragrafo 6.2.4), siano di proprietà dei medesimi Comuni;
- l'utente dello scambio sul posto è il Ministero della Difesa (o un soggetto terzo previo mandato), nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili ammessi allo scambio sul posto, di potenza anche superiore a 500 kW.

La rimozione del vincolo della coincidenza tra il punto di immissione e il punto di prelievo ai fini dell'applicazione dello scambio sul posto comporta una maggiore complicazione dal punto di vista amministrativo e gestionale. Per questo motivo l'utente dello scambio versa al GSE un contributo aggiuntivo pari a 4 €/anno per ogni punto di connessione compreso nella convenzione, a copertura dei costi di aggregazione delle misure relative ai diversi punti di connessione.

Al fine di dare applicazione a quanto previsto dalla legge:

- il termine C_{Ei} è riconosciuto dal GSE a compensazione del valore – al netto delle componenti di trasmissione, distribuzione, misura, dispacciamento, A e UC – dell'energia elettrica prelevata da tutti i punti di prelievo nella titolarità del Comune o del Ministero della Difesa (termine O_E);
- la restituzione della parte variabile delle componenti di trasmissione, distribuzione, dispacciamento, A e UC, considerando che la legge n. 99/09 stabilisce che lo scambio sul posto nei casi in oggetto debba essere attuato "*fermo restando il pagamento degli oneri di rete*", avviene solo per l'energia elettrica scambiata in ciascun punto di scambio. In termini matematici, se I_i e P_i sono rispettivamente l'energia elettrica immessa e l'energia elettrica prelevata in ogni punto di scambio i-esimo, la quantità di energia elettrica a cui si applica il termine CU_{Sf} è pari a

$$\sum_i \min(I_i; P_i).$$

  Il valore del termine CU_{Sf} non è necessariamente lo stesso per tutti i punti di scambio poiché la tipologia di cliente, a fini tariffari, può essere diversa.

Il termine CU_{Sf} non è quindi restituito per l'energia elettrica scambiata tra punti di connessione e/o punti di scambio distinti.

---

titolo in uso o in dotazione all'Esercito italiano, alla Marina militare, all'Aeronautica militare e all'Arma dei carabinieri, con la finalità di installare impianti energetici destinati al miglioramento del quadro di approvvigionamento strategico dell'energia, della sicurezza e dell'affidabilità del sistema, nonché della flessibilità e della diversificazione dell'offerta, nel quadro degli obiettivi comunitari in materia di energia e ambiente. Resta ferma l'appartenenza al demanio dello Stato".

Capitolo 7

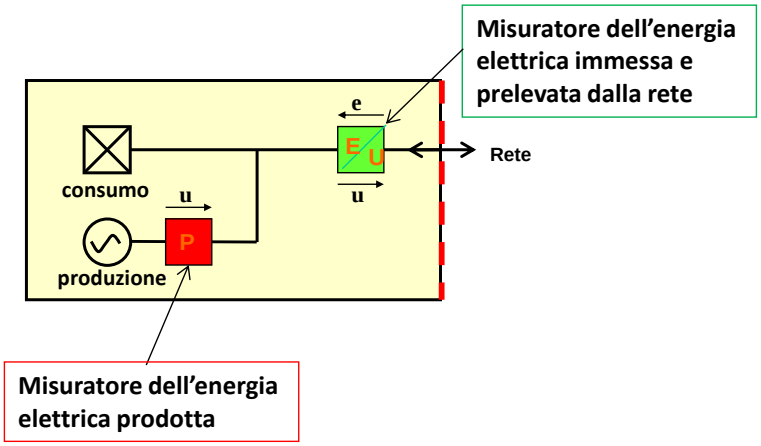
Sistemi Semplici di Produzione e Consumo

7.1 Riferimenti regolatori

Le disposizioni relative alla regolazione dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo sono definite nell'Allegato A alla deliberazione 578/2013/R/eel recante "*Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per la regolazione dei sistemi semplici di produzione e consumo*" (Testo Integrato Sistemi Semplici di Produzione e Consumo – TISSPC); tali disposizioni sono in vigore dal 1 gennaio 2014.

7.2 I Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC)

I Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC) sono sistemi caratterizzati dall'insieme dei sistemi elettrici, connessi direttamente o indirettamente alla rete con obbligo di connessione di terzi, all'interno dei quali il trasporto di energia elettrica per la consegna alle unità di consumo che li costituiscono non si configura come attività di trasmissione e/o di distribuzione, ma come attività di autoapprovvigionamento energetico. La figura 7.1 seguente schematizza in modo semplice la configurazione di un SSPC.



- figura 7.1 -

Gli SSPC comprendono:
- i sistemi in regime di scambio sul posto caratterizzati da soli impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili e con una potenza installata complessiva non superiore a 20 kW (SSP-A);
- i sistemi in regime di scambio sul posto non rientranti nella categoria di SSP-A (SSP-B);
- i Sistemi di AutoProduzione (SAP);
- i Sistemi Efficienti di Utenza (SEU);
- gli Altri Sistemi Esistenti (ASE);
- i Sistemi Esistenti Equivalenti ai Sistemi Efficienti di Utenza (SEESEU).

A loro volta nell'ambito dei SAP è possibile distinguere:
- le cooperative storiche dotate di rete propria;
- i consorzi storici dotati di rete propria;

- gli Altri Sistemi di AutoProduzione (ASAP),

dove:

- la cooperativa storica dotata di rete propria è ogni società cooperativa di produzione e distribuzione dell'energia elettrica di cui all'articolo 4, numero 8, della legge 6 dicembre n. 1643/62, che ha nella propria disponibilità una rete per il trasporto e la fornitura dell'energia elettrica ai propri soci. Le cooperative storiche dotate di rete propria, per il periodo regolatorio 2012-2015, sono regolate dall'Allegato A alla deliberazione 46/2012/R/eel (Testo Integrato Cooperative Elettriche);
- i consorzi storici dotati di rete propria sono i consorzi o le società consortili costituiti per la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili e per gli usi di fornitura autorizzati nei siti industriali anteriormente al 1 aprile 1999, che ha nella propria disponibilità una rete per il trasporto e la fornitura dell'energia elettrica ai propri soci. I consorzi storici dotati di rete propria, per il periodo regolatorio 2012-2015, sono regolati dal Testo Integrato Cooperative Elettriche, fermo restando quanto previsto dall'articolo 6, comma 6.2, del TISSPC.

In particolare, le cooperative storiche dotate di rete propria e i consorzi storici dotati di rete propria sono ricompresi nell'ambito dei SAP esclusivamente in relazione all'attività di trasporto e fornitura di energia elettrica per i propri clienti soci diretti.

Escludendo dagli SSPC le cooperative storiche dotate di rete propria e i consorzi storici dotati di rete propria, si ottengono gli Altri Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (ASSPC) che, pertanto, sono l'insieme delle seguenti sottocategorie di SSPC:

- gli SSP-A;
- gli SSP-B;
- gli ASAP;
- i SEU;
- gli ASE;
- i SEESEU diversi dalle cooperative storiche e dai consorzi storici.

Più in dettaglio:

- l'SSP-A è un sistema in regime di scambio sul posto caratterizzato da soli impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili e con una potenza installata complessiva non superiore a 20 kW;
- l'SSP-B è un sistema in regime di scambio sul posto non rientrante nella categoria di SSP-A;
- l'ASAP è un sistema in cui una persona fisica o giuridica produce energia elettrica e, tramite collegamenti privati, la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo per uso proprio ovvero per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima controllante;
- il SEU è un sistema in cui uno o più impianti di produzione di energia elettrica[75] alimentati da fonti rinnovabili ovvero in assetto cogenerativo ad alto rendimento[76], gestiti dal medesimo produttore, eventualmente diverso dal cliente finale, sono direttamente connessi, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, all'unità di consumo di un solo cliente finale (persona fisica o giuridica) e sono realizzati all'interno di un'area, senza soluzione di continuità, al netto di strade, strade ferrate, corsi d'acqua e laghi, di proprietà o

[75] Inizialmente le disposizioni normative e regolatorie prevedevano che nel caso dei SEU e dei SEESEU-B la potenza complessivamente installata sullo stesso sito fosse non superiore a 20 MWe. Successivamente, con la legge n. 221/15 e con la conseguente deliberazione 72/2016/R/eel, è stato abrogato il limite massimo della potenza complessivamente installabile (ovvero installata) nei singoli SEU o SEESEU-B.

[76] Ai soli fini del Testo Integrato Sistemi Semplici di Produzione e Consumo, l'impianto di produzione in assetto cogenerativo ad alto rendimento è un impianto di produzione che, per un dato anno n, rispetta le condizioni previste dal decreto legislativo n. 20/07 e dal del Ministro dello Sviluppo Economico 4 agosto 2011 e per il quale la grandezza E_{CHP}, definita dai medesimi decreti, è risultata nell'anno n-1, superiore o pari al 50%, espresso senza cifre decimali con arrotondamento commerciale, della produzione totale lorda di energia elettrica.

nella piena disponibilità del medesimo cliente e da questi, in parte, messa a disposizione del produttore o dei proprietari dei relativi impianti di produzione;

- gli ASE sono sistemi, non già rientranti nelle altre configurazioni definite con la deliberazione 578/2013/R/eel nell'ambito degli SSPC, in cui una linea elettrica di trasporto collega una o più unità di produzione gestite, in qualità di produttore, dalla medesima persona giuridica o da persone giuridiche diverse purché tutte appartenenti al medesimo gruppo societario, a una unità di consumo gestita da una persona fisica in qualità di cliente finale o a una o più unità di consumo gestite, in qualità di cliente finale, dalla medesima persona giuridica o da persone giuridiche diverse purché tutte appartenenti al medesimo gruppo societario. Quindi, gli ASE sono definiti al fine di attribuire una qualifica a tutti i sistemi esistenti, non classificabili tra le reti elettriche, che non possono rientrare nelle altre tipologie espressamente previste dalle leggi vigenti;
- i SEESEU sono realizzazioni che soddisfano tutti i requisiti di cui ai seguenti punti i. e ii. e almeno uno dei requisiti di cui ai seguenti punti iii., iv., v. e vi.:
  i. realizzazioni per le quali l'iter autorizzativo, relativo alla realizzazione di tutti gli elementi principali (unità di consumo e di produzione, relativi collegamenti privati e alla rete con obbligo di connessione di terzi) che la caratterizzano è stato avviato in data antecedente al 4 luglio 2008;
  ii. sistemi esistenti al 1 gennaio 2014, ovvero sono sistemi per cui, alla predetta data, sono stati avviati i lavori di realizzazione ovvero sono state ottenute tutte le autorizzazioni previste dalla normativa vigente;
  iii. sistemi che rispettano i requisiti previsti per i SEU;
  iv. sistemi che connettono, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, esclusivamente unità di produzione e di consumo di energia elettrica gestite dal medesimo soggetto giuridico che riveste, quindi, il ruolo di produttore e di unico cliente finale all'interno di tale sistema. L'univocità del soggetto giuridico deve essere verificata al 1 gennaio 2014 ovvero, qualora successiva, alla data di entrata in esercizio del predetto sistema;
  v. SSPC già in esercizio alla data di entrata in vigore della deliberazione 578/2013/R/eel caratterizzati, alla medesima data, da una o più unità di consumo tutte gestite, in qualità di cliente finale, dal medesimo soggetto giuridico o da soggetti giuridici diversi purché tutti appartenenti al medesimo gruppo societario;
  vi. sono sistemi che connettono, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, esclusivamente unità di produzione e di consumo di energia elettrica gestite da soggetti appartenenti allo stesso gruppo societario. L'appartenenza dei soggetti allo stesso gruppo societario deve essere verificata alla data di entrata in vigore della legge n. 221/15 ovvero, qualora successiva, alla data di entrata in esercizio del predetto sistema.

I SEESEU possono essere classificati in quattro categorie:

- i SEESEU-A sono i sistemi che soddisfano i requisiti di cui ai precedenti punti i., ii. e iv. ovvero, dal 2 febbraio 2016, i sistemi che soddisfano i requisiti di cui ai precedenti punti i., ii. e vi.; i SEESEU-A sono sistemi esistenti (intesi come nel senso specificato ai punti i. e ii.) 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 SEESEU previsto dal decreto legislativo n. 115/08 e non richiedono la presenza esclusiva di impianti alimentati da fonti rinnovabili o cogenerativi ad alto rendimento;
- i SEESEU-B sono i sistemi che soddisfano i requisiti di cui ai precedenti punti i., ii. e iii.; i SEESEU-B sono sistemi esistenti (intesi come nel senso specificato ai punti i. e ii.) che rispettano i requisiti previsti per i SEU (possono quindi presentare un solo cliente finale e un solo produttore tra loro diversi, oltre che impianti alimentati da fonti rinnovabili o cogenerativi ad alto rendimento[78]). Rientrano tra i SEESEU-B, a decorrere dal 1 gennaio 2016 e secondo le modalità di seguito riportate, anche i sistemi inizialmente classificati tra i SEESEU-C;

- i SEESEU-C sono i sistemi che soddisfano i requisiti di cui ai precedenti punti i., ii. e v.; i SEESEU-C sono sistemi esistenti (intesi come nel senso specificato ai punti i. e ii.) e già in esercizio al 1 gennaio 2014.
  La qualifica di SEESEU-C, che consente di usufruire del trattamento previsto per i SEU, è una qualifica transitoria consentita fino al 31 dicembre 2015[77] (cioè fino al termine del periodo regolatorio 2012-2015) al fine di salvaguardare investimenti effettuati prima dell'entrata in vigore del decreto legislativo n. 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 con obbligo di connessione di terzi anziché all'energia elettrica consumata. I SEESEU-C sono successivamente annoverati tra i SEESEU-B, continuando quindi a usufruire dei benefici previsti per i SEU anche dopo il 31 dicembre 2015[79], qualora siano rispettati tutti i seguenti vincoli:
  - al 1 gennaio 2014 i soggetti giuridici, eventualmente diversi, che gestiscono le unità di consumo di energia elettrica devono appartenere a un unico gruppo societario, indipendentemente dalla presenza di uno o più soggetti giuridici che gestiscono gli impianti di produzione;
  - entro il 31 luglio 2015 tutti gli impianti di produzione presenti all'interno della predetta configurazione devono essere gestiti da un unico produttore e tutte le unità di consumo presenti all'interno della predetta configurazione devono essere gestite da un unico cliente finale, non necessariamente coincidente con il predetto produttore;
  - entro il 31 luglio 2015 i predetti impianti di produzione devono essere alimentati da fonti rinnovabili o cogenerativi ad alto rendimento sulla base della valutazione preliminare di impianto di cogenerazione ad alto rendimento.

  Rientrano 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;
- i SEESEU-D sono i sistemi inizialmente identificati come Reti Interne di Utenza, caratterizzati dalla presenza di un unico produttore, sia esso un'unica persona giuridica o un insieme di società appartenenti al medesimo gruppo societario, e un unico cliente finale, sia esso un'unica persona giuridica o un insieme di società appartenenti al medesimo gruppo societario.

La tabella 7.1 riassume le caratteristiche delle diverse tipologie di ASSPC.

[77] Ovvero fino al 1 febbraio 2016 per i soli SEESEU-C che dal 2 febbraio 2016 sono ricompresi fra i SEESEU-A.

Tipologia	Potenza max degli impianti di produzione	Obbligo di FER o CAR (*)	Vincoli di data	Vincoli di assetto
SEESEU-A	Nessun limite Non può superare il massimo tra 20 MW e la potenza all'1 gennaio 2014 Il limite di 20 MW è rimosso dal 2 febbraio 2016	Non necessario	Autorizzazioni chieste entro il 4 luglio 2008 e ottenute entro l'1 gennaio 2014	Produttore = cliente finale all'1 gennaio 2014 o alla data di entrata in esercizio se successiva In alternativa, produttori e clienti afferenti allo stesso gruppo societario al 2 febbraio 2016 o alla data di entrata in esercizio se successiva
SEESEU-B	20 MW fino all'1 febbraio 2016 Il limite di 20 MW è rimosso dal 2 febbraio 2016	Sì	Autorizzazioni chieste entro il 4 luglio 2008 e ottenute entro l'1 gennaio 2014	1 cliente finale 1 produttore (anche diverso) 1 unità di consumo realizzati all'interno di un'area di proprietà o nella piena disponibilità del cliente finale
SEESEU-C **Tipologia a termine, valida fino al 31 dicembre 2015**	Nessun limite Non può superare il massimo tra 20 MW e la potenza all'1 gennaio 2014	Non necessario	Autorizzazioni chieste entro il 4 luglio 2008 Entrata in esercizio entro l'1 gennaio 2014	1 o più clienti finali nello stesso gruppo societario all'1 gennaio 2014 1 o più produttori (anche diversi)
SEESEU-D	Nessun limite	Non necessario	Esistente al 15 agosto 2009 ovvero avviati lavori di realizzazione entro 15 agosto 2009 ovvero ottenute tutte le autorizzazioni previste dalla normativa vigente entro il 15 agosto 2009	Sistema inizialmente inserito nell'elenco delle Reti Interne di Utenza, caratterizzato dalla presenza di: 1 produttore (unica persona giuridica ovvero un insieme di società appartenenti al medesimo gruppo societario) 1 cliente finale (unica persona giuridica ovvero un insieme di società appartenenti al medesimo gruppo societario)
SEU	20 MW fino all'1 febbraio 2016 Limite rimosso dal 2 febbraio 2016	Sì	Nessun limite	1 cliente finale 1 produttore (anche diverso) 1 unità di consumo realizzati all'interno di un'area di proprietà o nella piena disponibilità del cliente finale
SSP-A **Sistema in regime di scambio sul posto**	20 kW	Sì, solo FER	Nessun limite	Nessuno
SSP-B **Sistema in regime di scambio sul posto diverso da SSP-A**	Limiti previsti per l'accesso allo scambio sul posto per FER e CAR	Sì	Nessun limite	Nessuno
ASAP	Nessun limite	Non necessario	Nessun limite	Consumo annuale almeno pari al 70% della propria produzione afferenti allo stesso gruppo societario
ASE	Nessun limite	Non necessario	Entrata in esercizio entro l'1 gennaio 2014 (fatti salvi i casi in cui un sistema perde i requisiti originari e diventa ASE)	Nessuno

(*) FER = Fonti rinnovabili; CAR = cogenerazione ad alto rendimento per almeno la metà dell'energia elettrica prodotta

- tabella 7.1 -

Poiché ogni sistema potrebbe rientrare in più di una tipologia tra quelle precedentemente elencate, è definita una scala di priorità per l'attribuzione della qualifica spettante a un sistema semplice di produzione e consumo, in modo da assegnare a ciascun sistema semplice di produzione e consumo la qualifica che, tra quelle spettanti, comporta il massimo beneficio possibile.

Pertanto, un sistema elettrico che possiede tutti i requisiti per poter essere classificato in almeno due delle categorie, assume una qualifica nel rispetto del seguente ordine di priorità:

- SSP-A;
- SSP-B;
- SEESEU-A;
- SEESEU-B;
- SEU;
- SEESEU-C;
- SEESEU-D;
- ASAP;
- ASE.

Nuove configurazioni impiantistiche caratterizzate dalla presenza di una o più unità di consumo e una o più unità di produzione che non rientrano nella categoria delle reti elettriche, né in alcuno dei sottoinsiemi che compongono l'insieme dei SSPC, sono considerate non ammissibili e pertanto non possono essere connesse alla rete elettrica.

7.3 Corretta identificazione degli Altri Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (ASSPC)

Ciascuna delle fattispecie di configurazioni private descritte nel paragrafo 7.2 presentava inizialmente un proprio specifico trattamento tariffario in relazione alle componenti a copertura degli oneri generali di sistema e necessitava quindi di una procedura per la propria corretta identificazione e qualificazione.

Successivamente, per effetto dell'articolo 6, comma 9, del decreto-legge n. 244/16 (cd. decreto-legge milleproroghe – si veda il paragrafo 7.6), non si rende più necessaria la procedura prevista ai fini della qualifica degli ASSPC (ivi inclusa la qualifica di SEU e SEESEU), ferma restando l'esigenza di completare la razionalizzazione sistemica delle configurazioni private già in essere (affinché siano inquadrate nelle fattispecie consentite sulla base delle definizioni attualmente vigenti, inducendo gli eventuali clienti finali "nascosti" a regolarizzarsi tramite connessione, diretta o indiretta, alla rete con obbligo di connessione di terzi o tramite identificazione di un Altro Sistema di Distribuzione Chiuso – ASDC) e garantire la corretta identificazione delle configurazioni private consentite.

Pertanto, alla luce dell'innovato contesto normativo, per quanto riguarda la corretta identificazione degli ASSPC:

- qualora al 31 dicembre 2016 sia già stata presentata richiesta di qualifica di SEU o SEESEU, il GSE completa l'attività istruttoria verificando in quale categoria, tra quelle previste di ASSPC, ricade il sistema in oggetto riportandone l'esito nel sistema GAUDÌ;
- a decorrere dal 1 gennaio 2017 non è più necessario presentare al GSE richiesta di qualifica di SEU o SEESEU. Trova applicazione solo il normale iter di connessione (nell'ambito del quale, i gestori di rete a seguito dell'attivazione della connessione comunicano al sistema GAUDÌ, secondo modalità definite da Terna, la tipologia di ASSPC sulla base della dichiarazione rilasciata dal richiedente ai sensi del D.P.R n. 445/00). Qualora si voglia procedere a richiedere per il predetto ASSPC l'accesso al regime di scambio sul posto, si applica il normale iter previsto dagli articoli 3, 4 e 4bis del Testo Integrato Scambio sul Posto. In caso di accesso al regime di scambio sul posto, il GSE qualifica l'ASSPC come SSP-A o SSP-B, dandone comunicazione al sistema GAUDÌ;
- nel caso di un ASSPC per il quale il richiedente ha comunque presentato richiesta di qualifica di SEU o SEESEU nel periodo compreso tra il 1 gennaio 2017 e il 30 aprile 2017, il richiedente, in alternativa, poteva:

a) rinunciare all'istanza di qualifica entro il 31 maggio 2017. In tali casi il GSE comunica al sistema GAUDÌ la tipologia di ASSPC che i richiedenti hanno indicato nell'istanza iniziale;
b) non rinunciare all'istanza di qualifica. In tali casi il GSE completa l'attività istruttoria verificando in quale categoria, tra quelle previste di ASSPC, ricade il sistema in oggetto riportandone l'esito nel sistema GAUDÌ;

- il GSE implementa una procedura finalizzata a identificare gli ASSPC già in esercizio alla data del 30 aprile 2017 per i quali non è stata presentata nessuna richiesta di qualifica, riportando l'esito nel sistema GAUDÌ. Tale attività è effettuata a partire dai dati e dalle informazioni a qualunque titolo già in possesso del GSE, dai dati resi disponibili dai gestori di rete su richiesta del medesimo GSE quali, a titolo d'esempio, quelli afferenti ai punti di connessione utilizzati sia per le immissioni sia per i prelievi di energia elettrica non afferenti a produttori puri di energia elettrica, ovvero a partire dai dati disponibili presso CSEA o presso il Sistema Informativo Integrato, nonché dai dati contenuti nelle dichiarazioni fornite all'Agenzia delle Dogane.

Le attività che rimangono in capo al GSE, semplificate rispetto a quelle precedenti al decreto-legge n. 244/16, hanno sostanzialmente la finalità di evitare la presenza di clienti finali "nascosti" all'interno delle configurazioni già in essere. Tali clienti finali, pertanto, sono tenuti a richiedere la connessione diretta o indiretta alla rete con obbligo di connessione di terzi ovvero, qualora ne ricorrano le condizioni a richiedere di essere identificati come ASDC.

Ai fini della corretta identificazione degli ASSPC, è necessario prima di tutto individuare correttamente i clienti finali e i produttori. Al riguardo, si ricorda che:

- produttore di energia elettrica o produttore è la persona fisica o giuridica che produce energia elettrica indipendentemente dalla proprietà dell'impianto. 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;
- cliente finale è la persona fisica o giuridica che non esercita l'attività di distribuzione e che preleva l'energia elettrica, per la quota di proprio uso finale, da una rete con obbligo di connessione di terzi anche attraverso sistemi di distribuzione chiusi o linee private. Di seguito sono richiamate le disposizioni regolatorie attualmente vigenti finalizzate a identificare i clienti finali del settore elettrico.

Il Testo Integrato Connessioni (TIC)[78] prevede che gli impianti elettrici dei clienti finali siano in generale connessi alle reti in un unico punto per ciascuna unità immobiliare e sue pertinenze, fatte salve le pompe di calore elettriche e le ricariche dei veicoli elettrici per le quali la medesima unità immobiliare può presentare più punti di connessione.

Il TISSPC prima e il Testo Integrato Sistemi di Distribuzione Chiusi (TISDC)[79] poi, al fine di identificare i clienti finali, hanno meglio precisato il concetto di "unità di consumo". Essa è l'insieme di impianti per il consumo di energia elettrica connessi a una rete con obbligo di connessione di terzi, anche per il tramite di sistemi di distribuzione chiusi 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. Essa, di norma, coincide con la singola unità immobiliare. È possibile aggregare più unità immobiliari in un'unica unità di consumo nei seguenti casi:

- unità immobiliari nella piena disponibilità della medesima persona fisica o giuridica legate tra loro da vincolo di pertinenza (unità immobiliare principale e sue pertinenze) e che insistono sulla medesima particella catastale o su particelle contigue;

[78] Allegato C alla deliberazione 654/2015/R/eel.

[79] Allegato A alla deliberazione 539/2015/R/eel.

- unità immobiliari pertinenziali (solai, garage, cantine), anche nella disponibilità di diverse persone fisiche o giuridiche, facenti parte di un unico condominio. Il predetto insieme di unità immobiliari pertinenziali può a sua volta essere inglobato nell'unità di consumo relativa alle utenze condominiali;
- unità immobiliari nella piena disponibilità della medesima persona giuridica, eventualmente da quest'ultima messe a disposizione di soggetti terzi, localizzate su particelle catastali contigue, all'interno di un unico sito e utilizzate per attività produttive di beni e/o servizi destinate prevalentemente alla realizzazione, in quello stesso sito, di un unico prodotto finale e/o servizio.

Ogni unità di consumo è connessa alla rete con obbligo di connessione di terzi in un unico punto, salvo il caso in cui non si richieda l'attivazione di un punto di connessione di emergenza o ricorrano le condizioni di cui all'articolo 5, commi 5.2 e 5.3, del TIC (installazione di ulteriori punti di prelievo destinati esclusivamente per l'alimentazione di pompe di calore elettriche e destinati esclusivamente all'alimentazione privata di veicoli elettrici) o di cui all'articolo 9, comma 9.1, del TISSPC (connessione, per particolari esigenze di esercizio, di ASSPC alla rete tramite più punti di connessione), per i quali la medesima unità di consumo può presentare più punti di connessione.

Le disposizioni regolatorie precedentemente richiamate individuano, pertanto, l'unità immobiliare (comprensiva delle relative pertinenze) come l'elemento minimo per identificare l'unità di consumo e, quindi, il cliente finale del sistema elettrico. Qualora fossero presenti più soggetti all'interno della medesima unità immobiliare e qualora l'accatastamento risulti corretto, si identifica comunque un'unica unità di consumo e un unico cliente finale.

Infine, solo nel caso di SEESEU-A e di SEESEU-C (qualifica, quest'ultima, ormai priva di effetti), nonché nel caso di ASAP e ASE, nel rispetto delle relative definizioni, è possibile che più unità di consumo condividano il medesimo punto di connessione alla rete elettrica e il relativo codice POD. Per ulteriori informazioni in merito alle unità di consumo si rimanda alle FAQ aggiornate relative al TISSPC[80], sezione F.

I clienti finali "nascosti", intesi come clienti finali non connessi direttamente o indirettamente alla rete con obbligo di connessione di terzi né già appartenenti a Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC) o ASSPC, sono tenuti ad auto-dichiararsi entro il 30 giugno 2018, richiedendo la connessione al gestore di rete territorialmente competente ovvero richiedendo all'Autorità la costituzione di un ASDC ai sensi del TISDC.

Con riferimento alle condizioni tariffarie applicate ai clienti finali "nascosti" si rimanda al paragrafo 7.6.

7.4 Connessione alla rete con obbligo di connessione di terzi degli Altri Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (ASSPC)

Ai fini della connessione alla rete con obbligo di connessione di terzi di un ASSPC o di una modifica alla connessione esistente per effetto di interventi realizzati su un ASSPC si applicano le disposizioni prevista dal Testo Integrato Connessioni (TIC) e dal Testo Integrato Connessioni Attive (TICA). In particolare:

- nel caso in cui si presenti una richiesta di connessione alla rete con obbligo di connessione di terzi in immissione e in prelievo, con richiesta in prelievo destinata all'alimentazione di utenze diverse dagli ausiliari di centrale, in coerenza con quanto previsto dall'articolo 40, comma 40.1, del TICA il servizio di connessione è erogato applicando le procedure previste dal TICA e

[80] Consultabili nel sito internet dell'Autorità all'indirizzo www.arera.it/allegati/faq/tisspc_faq.pdf.

ponendo il corrispettivo per la connessione pari a quello che, complessivamente, sosterrebbe un cliente finale che chiede prima la connessione dell'utenza passiva ai sensi del TIC e poi la connessione dell'impianto di produzione ai sensi del TICA;

- nei casi in cui si presenti una richiesta di modifica della connessione esistente ai fini della realizzazione di un ASSPC:
  - si applica il TIC qualora la richiesta di connessione si configura come una richiesta di connessione in prelievo;
  - si applica il TICA qualora la richiesta di connessione si configura come una richiesta di connessione in immissione.

A seguito della connessione alla rete di un ASSPC la titolarità del punto di connessione alla rete con obbligo di connessione di terzi è sempre posta in capo al cliente finale presente all'interno dell'ASSPC. Qualora il cliente finale richieda al gestore di rete una modifica della connessione esistente che modifica la potenza in immissione richiesta, il gestore di rete all'atto dell'invio del preventivo di connessione informa il produttore della richiesta di modifica presentata. Nei casi in cui all'interno di un ASSPC, ove consentito, vi siano più clienti finali afferenti al medesimo gruppo societario, il titolare dei punti di connessione dell'ASSPC alla rete elettrica pubblica è la società capogruppo cui fanno capo i clienti finali presenti nell'ASSPC o, previo mandato con rappresentanza, una sua società controllata.

In tutti i casi in cui sono apportate modifiche a un ASSPC, il cliente finale o il produttore, previo mandato senza rappresentanza del cliente finale, presenta una richiesta di adeguamento di una connessione esistente. Qualora la predetta richiesta sia relativa a un punto di connessione su cui già insiste un ASSPC, il richiedente è tenuto ad allegare una dichiarazione di atto notorio in cui si attesti che le modifiche apportate non determinano il venir meno delle condizioni di ASAP, ASE, SEU o SEESEU.

In tutti i casi in cui la realizzazione di un ASSPC deriva dalla realizzazione di un collegamento privato che mette in comunicazione uno o più impianti di produzione con unità di consumo in cui almeno uno degli impianti e/o unità di consumo siano già connessi alla rete con obbligo di connessione di terzi, è comunque necessario inviare una richiesta di adeguamento di una connessione esistente. Tale richiesta deve essere inoltrata al gestore della rete su cui insiste il punto di connessione che si vuole utilizzare come principale secondo quanto previsto dall'articolo 9[81] del TISSPC. In tale richiesta devono essere evidenziate le seguenti ulteriori informazioni:

- l'esistenza di eventuali ulteriori punti di connessione con le reti con obbligo di connessione di terzi, i relativi gestori e i relativi codici POD;
- la richiesta di dismettere i predetti punti di connessione o di modificare l'impianto elettrico dell'ASSPC in modo tale da prevedere che non ci sia alcuna interconnessione circuitale, anche transitoria, tra i predetti punti di connessione;
- la richiesta di mantenere i predetti punti in connessione circuitale e le motivazioni alla base di questa richiesta (connessione di emergenza, etc.).

Il gestore di rete, qualora la richiesta sia conforme con le normative e la regolazione vigente, procede all'erogazione del servizio di connessione previo coordinamento con i gestori di rete su cui insistono gli altri punti di connessione.

La richiesta di adeguamento della connessione esistente, qualora sia relativa a interventi sull'impianto di produzione esistente che non ne modifichino la configurazione inserita nel sistema GAUDÌ o sull'impianto elettrico dell'utente e che non comportino interventi del gestore di rete concessionario nel punto di connessione o sulla rete esistente, né la realizzazione di sviluppi di rete,

[81] L'articolo 9 del TISSPC definisce i principi per la gestione degli ASSPC con più punti di connessione alla rete con obbligo di connessione di terzi.

può essere effettuata con una semplice comunicazione di aggiornamento da inviare al gestore stesso e non comporta il pagamento di alcun corrispettivo.

Si evidenzia che ai fini della quantificazione della potenza complessivamente installata all'interno degli ASSPC, si considera esclusivamente la potenza della parte dell'impianto di produzione di energia elettrica al netto dei sistemi di accumulo, anche nei casi in cui tali sistemi siano parte integrante della medesima unità di produzione.

7.5 Erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta, immessa e prelevata nel caso degli Altri Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (ASSPC)

Ai fini della corretta erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, vendita e dispacciamento, ferme restando ulteriori necessità derivanti dalla regolazione dell'Autorità ai fini della corretta ripartizione dell'energia elettrica immessa in presenza di più unità di produzione e ai fini della corretta applicazione delle norme in materia di incentivazione delle fonti rinnovabili e della cogenerazione ad alto rendimento, è necessario disporre:

- dei soli dati relativi all'energia elettrica immessa nella rete con obbligo di connessione di terzi e prelevata dalla rete con obbligo di connessione di terzi, nel caso di un ASSPC già in esercizio al 1 gennaio 2014, nonché nel caso degli ASSPC caratterizzati da impianti di produzione di energia elettrica aventi una potenza complessiva non superiore a 1 kW;
- dei dati relativi all'energia elettrica immessa nella rete con obbligo di connessione di terzi e prelevata dalla rete con obbligo di connessione di terzi, nonché dei dati dell'energia elettrica prodotta dalle singole unità di produzione, in tutti gli altri casi.

Ai fini dell'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica immessa nella rete con obbligo di connessione di terzi e prelevata dalla rete con obbligo di connessione di terzi dalle unità di produzione e consumo che costituiscono un ASSPC, si applicano le disposizioni previste dal Testo Integrato Misura Elettrica.

Ai fini dell'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta all'interno di un ASSPC, fermo restando quanto precedentemente descritto, si applicano le disposizioni previste dal Testo Integrato Misura Elettrica.

7.6 Condizioni tariffarie applicate agli Altri Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (ASSPC)

Per effetto delle disposizioni normative dell'articolo 6, comma 9, del decreto-legge n. 244/16:

- a decorrere dal 1 gennaio 2017 non vi è più alcuna differenza, dal punto di vista dell'applicazione delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema, tra le diverse tipologie di ASSPC realizzabili né tra le diverse tipologie di SDC (regolati dalla deliberazione 539/2015/R/eel e dal relativo TISDC) consentite. Per tutte le configurazioni private realizzabili (siano esse SSPC o SDC), infatti, le parti variabili delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema trovano applicazione solo all'energia elettrica prelevata da rete con obbligo di connessione di terzi;
- cessano altresì gli effetti delle norme abrogate non ancora perfezionati (in relazione all'applicazione della parte variabile delle componenti tariffarie A e UC sull'energia elettrica

consumata ma non prelevata dalla rete con obbligo di connessione di terzi, ivi inclusa l'applicazione limitata al 5% della predetta parte variabile nel caso di SEU, SEESEU e RIU)[82];

- le componenti tariffarie che avrebbero dovuto essere applicate all'energia elettrica consumata ma non prelevata dalla rete con obbligo di connessione di terzi non sono più esigibili, anche in relazione ai periodi antecedenti al 1 gennaio 2017, con l'unica eccezione della componente di cui all'articolo 4, comma 1-bis, del decreto-legge n. 314/03 (componente tariffaria MCT a copertura delle compensazioni territoriali agli enti locali che ospitano impianti nucleari). Quest'ultima, infatti, continuava a trovare applicazione all'energia elettrica consumata ma non prelevata dalla rete con obbligo di connessione di terzi nel caso di ASSPC e SDC diversi da SEU, SEESEU-A e SEESEU-B (esentati per effetto dell'articolo 4 del decreto legislativo n. 56/10) nonché diversi dai SEESEU-D (originariamente classificati tra le RIU ed esentati per effetto dell'articolo 33, comma 6, della legge n. 99/09) e dalle RIU (esentate per effetto dell'articolo 33, comma 6, della legge n. 99/09).

Considerando quanto precedentemente descritto, ne consegue che con riferimento all'applicazione delle componenti tariffarie:

- a decorrere dal 1 gennaio 2017, le componenti tariffarie A e UC trovano applicazione con esclusivo riferimento ai punti di connessione alla rete con obbligo di connessione di terzi (c€/punto), alla potenza impegnata su tali punti (c€/kW) e all'energia elettrica prelevata dalla rete con obbligo di connessione di terzi (c€/kWh);
- le parti variabili delle componenti tariffarie A e UC non trovano più applicazione sull'energia elettrica consumata ma non prelevata dalla rete con obbligo di connessione di terzi anche in relazione ai periodi antecedenti all'anno 2017;
- nel caso di ASSPC o SDC diversi da RIU, SEU, SEESEU-A, SEESEU-B e SEESEU-D, CSEA completa l'applicazione, all'energia elettrica consumata ma non prelevata dalla rete con obbligo di connessione di terzi, della componente tariffaria MCT in relazione al periodo fino al 31 dicembre 2016, anche prevedendo la possibilità di effettuare pagamenti rateali. A decorrere dal 1 gennaio 2017, per effetto dell'articolo 6, comma 9, del decreto-legge n. 244/16, anche la componente tariffaria MCT trova applicazione alla sola energia elettrica prelevata dalla rete con obbligo di connessione di terzi.

Pertanto, a decorrere dal 1 gennaio 2017, non esiste più alcuna differenza sul piano tariffario tra SEU, SEESEU, ASE e ASAP (per quanto riguarda gli ASSPC) né tra RIU e ASDC (per quanto riguarda i SDC).

Con riferimento ai clienti finali "nascosti, si evidenzia che:

[82] Le predette disposizioni dell'articolo 6, comma 9, del decreto-legge n. 244/16, tra l'altro, non hanno specificato alcunché in merito alle casistiche per le quali siano stati già perfezionati gli effetti delle norme abrogate dal medesimo decreto-legge. In particolare, non è stato definito se sia possibile operare restituzioni nei confronti dei soggetti che abbiano già versato le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema in relazione all'energia elettrica consumata in sito ma non prelevata dalla rete con obbligo di connessione di terzi. Sulla base delle informazioni disponibili, appare che si siano già perfezionati effetti in relazione ai SEU e ai SEESEU già qualificati dal GSE mentre nessun effetto si sia perfezionato in relazione agli altri sistemi.
Per effetto di quanto precedentemente descritto, l'Autorità, con la deliberazione 276/2017/R/eel, ha, tra l'altro, rimandato a successivi approfondimenti, anche richiedendo pareri agli organi competenti, relativi alla possibilità di operare restituzioni nei confronti dei soggetti che abbiano già versato le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema in relazione all'energia elettrica consumata in sito ma non prelevata dalla rete con obbligo di connessione di terzi.
Successivamente l'Autorità, con la deliberazione 684/2017/R/eel, ha avviato la restituzione, agli utenti del trasporto, delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema eventualmente già applicate all'energia elettrica consumata ma non prelevata da rete con obbligo di connessione di terzi e versate in relazione a SSPC, completando l'attuazione dell'articolo 6, comma 9, del decreto-legge n. 244/16. La medesima deliberazione 684/2017/R/eel, inoltre, definisce le modalità della predetta restituzione.

- qualora si auto-dichiarino entro il 30 giugno 2018, ai medesimi clienti finali saranno applicati conguagli senza maggiorazioni o penali solo nei casi in cui, pur non avendo richiesto nessuna qualifica, le configurazioni private in cui essi si trovano non avrebbero potuto essere classificate in nessuna delle configurazioni consentite dalla normativa vigente (SSPC o SDC). Qualora dovessero essere necessari conguagli, tali clienti finali saranno tenuti a versare a CSEA, secondo modalità definite dalla medesima anche prevedendo la possibilità di effettuare pagamenti rateali, la differenza tra le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema che avrebbero dovuto versare se fossero stati correttamente identificati come clienti della rete con obbligo di connessione di terzi e le componenti tariffarie eventualmente versate, in assenza di maggiorazioni o di penali, per il periodo compreso tra il 1 gennaio 2014 (o la data della loro entrata in operatività se successiva) e la data della loro regolarizzazione.
- qualora dovessero essere individuati oltre il 30 giugno 2018 anche a seguito di segnalazione di altri soggetti, quali gestore di rete, Agenzia delle Dogane, etc., saranno tenuti a versare a CSEA, secondo modalità definite dalla medesima anche prevedendo la possibilità di effettuare pagamenti rateali, la differenza, maggiorata del 30%, tra le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema che avrebbero dovuto versare se fossero stati correttamente identificati come clienti della rete con obbligo di connessione di terzi e le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema eventualmente versate, per il periodo compreso tra il 1 gennaio 2014 (o la data della loro entrata in operatività se successiva) e la data della loro regolarizzazione. Al riguardo, i gestori di rete, qualora dovessero individuare, anche in via presunta, alcuni clienti finali "nascosti", sono tenuti a darne comunicazione a CSEA e all'Autorità per le azioni di competenza. L'Autorità, ove necessario, può avviare istruttorie e procedimenti sanzionatori in aggiunta alle precedenti maggiorazioni.

7.7 Erogazione del servizio di dispacciamento nel caso degli Altri Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (ASSPC)

Ai fini dell'erogazione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica immessa in rete e prelevata dalla rete da parte di un ASSPC si applica la regolazione prevista dall'Allegato A alla deliberazione n. 111/06 e nel Testo Integrato Settlement attribuendo tutta l'energia elettrica prelevata dalla rete al cliente finale presente nell'ASSPC e tutta l'energia elettrica immessa in rete alle diverse unità di produzione presenti.

Nel caso degli ASSPC connessi alla rete elettrica tramite un solo punto di connessione o nei casi di ASSPC connessi alla rete elettrica tramite più punti di connessione attraverso i quali avviene normalmente lo scambio di energia con la rete e tali da essere sempre fra loro separati circuitalmente, la regolazione del servizio di dispacciamento avviene in relazione alle quantità di energia elettrica misurate in ciascun punto di connessione con la rete elettrica.

Nel caso degli ASSPC connessi alla rete elettrica tramite un punto di connessione principale e uno o più punti di connessione di emergenza ovvero nel caso degli ASSPC connessi tramite più punti di connessione attraverso i quali avviene normalmente lo scambio di energia con la rete e tali da essere interconnessi circuitalmente fra loro, la regolazione del servizio di dispacciamento avviene in relazione alle quantità di energia elettrica complessivamente attribuite come prelievi e immissioni al punto di connessione principale dell'ASSPC con la rete elettrica, calcolate secondo quanto previsto dall'articolo 9[83] del TISSPC.

7.8 Erogazione dei servizi di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali presenti degli Altri Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (ASSPC)

Il cliente finale ricompreso all'interno di un ASSPC ha diritto a poter accedere al servizio di maggior tutela qualora in possesso dei seguenti requisiti:

- cliente finale domestico, titolare di:
  - punti di prelievo da cui è prelevata energia elettrica per alimentare applicazioni in locali adibiti ad abitazioni a carattere familiare o collettivo, con esclusione di alberghi, scuole, collegi, convitti, ospedali, istituti penitenziari e strutture abitative similari ovvero applicazioni relative a servizi generali in edifici di al massimo due unità immobiliari, le applicazioni relative all'alimentazione di infrastrutture di ricarica private per veicoli elettrici e le applicazioni in locali annessi o pertinenti all'abitazione e adibiti a studi, uffici, laboratori, gabinetti di consultazione, cantine o garage o a scopi agricoli, purché l'utilizzo sia effettuato con unico punto di prelievo per l'abitazione e i locali annessi e la potenza disponibile non superi 15 kW;
  - punti di prelievo in bassa tensione da cui è prelevata energia elettrica per alimentare pompe di calore, anche di tipo reversibile, per il riscaldamento degli ambienti nelle abitazioni e per alimentare ricariche private dei veicoli elettrici, quando l'alimentazione sia effettuata in punti di prelievo distinti rispetto a quelli relativi alle applicazioni di cui al precedente punto;
- piccola impresa (cliente finale diverso dai clienti domestici avente meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo o un totale di bilancio non superiore a 10 milioni di euro), purché tutti i punti di prelievo nella titolarità della singola impresa siano connessi in bassa tensione;
- cliente finale titolare di applicazioni relative a servizi generali utilizzati dal cliente finale di cui ai precedenti due alinea, limitatamente ai punti di prelievo dei medesimi servizi generali.

Il cliente finale ricompreso all'interno di un ASSPC, qualora diverso dai clienti finali che possono accedere al servizio di maggior tutela, ha diritto a poter accedere al servizio di salvaguardia.

Il diritto di accesso ai servizi di maggior tutela e di salvaguardia può essere esercitato esclusivamente, qualora ne ricorrano le condizioni, dal cliente finale in via diretta. Se il cliente finale decide di avvalersi di un soggetto terzo, ivi incluso il produttore ricompreso nell'ASSPC, per la sottoscrizione dei contratti per i servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica prelevata e per il servizio di dispacciamento dell'energia elettrica prelevata non potrà accedere ai servizi di maggior tutela e di salvaguardia.

7.9 Profili contrattuali per l'accesso ai servizi di trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita dell'energia elettrica immessa e prelevata per gli Altri Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (ASSPC)

Ai fini dell'accesso ai servizi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento dell'energia elettrica immessa e prelevata dalla rete con obbligo di connessione di terzi si applica quanto previsto dall'articolo 4 dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06 e dall'articolo 2 del Testo Integrato Trasporto.

Il soggetto firmatario dei contratti relativi all'energia elettrica immessa nella rete con obbligo di connessione di terzi non deve necessariamente coincidere con il soggetto firmatario dei contratti relativi all'energia elettrica prelevata dalla rete con obbligo di connessione di terzi.

Nella tabella 7.2 sono elencate tutte le qualifiche rilevanti ai fini dei contratti per l'accesso ai servizi di sistema e i soggetti che, *in primis* salvo mandato, sono gli aventi diritto all'assegnazione della relativa qualifica (non sono considerati gli aspetti di natura fiscale).

	Qualifica	Chi può avere la qualifica	Riferimento normativo	Note
A	Titolare del punto di connessione	Cliente finale	---	
B	Richiedente la connessione o l'adeguamento della connessione esistente	Cliente finale o soggetto terzo previo mandato	Articolo 1, comma 1.1, lettera hh), e articolo 6, comma 6.2, del TICA	Richiedente è il soggetto titolare di una richiesta di accesso alle infrastrutture di rete con obbligo di connessione di terzi finalizzata alla connessione di impianti di produzione di energia elettrica. Nel caso di adeguamento di una connessione esistente, il richiedente deve coincidere con il titolare del punto di connessione esistente ovvero con un soggetto mandatario del medesimo titolare.
C	Titolare del contratto di connessione	Richiedente la connessione o l'adeguamento della connessione esistente	Articolo 10, comma 10.14, e articolo 23, comma 23.10, del TICA	I rapporti tra il gestore di rete interessato alla connessione e il richiedente ai fini dell'erogazione del servizio di connessione sono regolati in un apposito contratto per la connessione che include anche il 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.
D	Titolare dell'impianto di produzione di energia elettrica	Soggetto qualsiasi	---	È il soggetto fisico o giuridico che detiene la proprietà dell'impianto.
E	Produttore	Titolare dell'officina elettrica e delle autorizzazioni alla realizzazione e all'esercizio dell'impianto	Articolo 2, comma 18, del d. lgs. n. 79/99 e articolo 1, comma 1.1, lettera uu), del TICA	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.
F	Soggetto responsabile ai fini del rilascio degli incentivi per gli impianti fotovoltaici	Produttore	d. m. 28 luglio 2005, d. m. 19 febbraio 2007, d. m. 6 agosto 2010, d. m. 5 maggio 2011 e d. m. 5 luglio 2012	Soggetto responsabile è il soggetto responsabile dell'esercizio e della manutenzione dell'impianto e che ha diritto a richiedere e ottenere le tariffe incentivanti (conto energia fotovoltaico). Il Soggetto responsabile quindi coincide con il Produttore ma non coincide necessariamente con il titolare dell'impianto di produzione.
G	Soggetto responsabile ai fini del rilascio degli incentivi previsti per le fonti diverse dalla solare fotovoltaica	Produttore	Non esiste una definizione esplicita	Il d. m. 18 dicembre 2008, il d. m. 6 luglio 2012 e il d. m. 23 giugno 2016 fanno riferimento al produttore o al soggetto responsabile dell'impianto che comunque coincide con il produttore.
H	Titolare dei contratti di dispacciamento e trasmissione e distribuzione in prelievo	Cliente finale o soggetto terzo previo mandato	Articolo 1 e articolo 4 dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06	Utente del dispacciamento è il soggetto che ha concluso con Terna un contratto per il servizio di dispacciamento. La conclusione dei contratti di dispacciamento, trasmissione e distribuzione deve avvenire in forma scritta. L'interposizione di un terzo ai fini della conclusione dei contratti per il servizio di trasmissione e di distribuzione e per il servizio di dispacciamento ha la forma di un mandato senza rappresentanza: il soggetto che stipula i due contratti deve essere il medesimo. L'utente del dispacciamento in prelievo non deve necessariamente coincidere con l'utente del dispacciamento in immissione.
I	Titolare del contratto di dispacciamento e trasmissione in immissione	Produttore o soggetto terzo previo mandato		
L	Titolare del contratto (o dei contratti) di acquisto dell'energia elettrica prelevata	Cliente finale o soggetto terzo previo mandato	Deliberazione n. 111/06	Il soggetto che sigla il contratto (o i contratti) di compravendita dell'energia elettrica, anziché rivolgersi direttamente ad un produttore, può rivolgersi ad un grossista: in questo caso, previo mandato senza rappresentanza, è possibile che il medesimo grossista sia il titolare dei contratti di dispacciamento, trasmissione e distribuzione.
M	Titolare del contratto (o dei contratti) di vendita dell'energia elettrica immessa venduta	Produttore o soggetto terzo previo mandato	Deliberazione n. 111/06	Il soggetto che sigla il contratto (o i contratti) di compravendita dell'energia elettrica, anziché rivolgersi direttamente ad un produttore, può rivolgersi ad un grossista: in questo caso, previo mandato senza rappresentanza, è possibile che il medesimo grossista sia il titolare dei contratti di dispacciamento, trasmissione e distribuzione.
N	Titolare contratto di ritiro dedicato	Produttore	Deliberazione n. 280/07	Il contratto siglato con il GSE per il ritiro dedicato sostituisce ogni altro adempimento relativo alle immissioni di energia elettrica, ad eccezione delle connessioni e della misura. In questo caso il titolare del contratto di dispacciamento e trasmissione in immissione è il GSE.
O	Utente dello scambio sul posto, titolare contratto di scambio sul posto	Cliente finale	Deliberazione 570/2012/R/efr	Utente dello scambio è il soggetto a cui è erogato lo scambio sul posto: l'utente dello scambio deve essere controparte del contratto di acquisto riferito all'energia elettrica prelevata sul punto di scambio. Il contratto siglato con il GSE per lo scambio sul posto sostituisce ogni altro adempimento relativo alle immissioni di energia elettrica, ad eccezione delle connessioni e della misura. In questo caso il titolare del contratto di dispacciamento e trasmissione in immissione è il GSE. Nel caso di impianti fotovoltaici ammessi al conto energia, l'utente dello scambio non deve necessariamente coincidere con il Soggetto responsabile.

- tabella 7.2 -

Il cliente finale e il produttore presenti all'interno di un ASSPC possono accedere ai servizi di trasporto, dispacciamento e vendita dell'energia elettrica immessa e prelevata secondo una delle modalità di seguito evidenziate. Gli esempi di seguito riportati non contengono alcun riferimento agli aspetti fiscali e naturalmente la regolazione indicata dall'Autorità non altera in alcun modo l'applicazione delle normative fiscali. Sarà quindi cura del cliente finale o del soggetto terzo eventualmente presente garantire l'applicazione delle normative fiscali.

Inoltre, si precisa che:
- nell'ambito degli ASSPC, i limiti, in termini di potenza ai fini dell'accesso alle tariffe omnicomprensive[83] o in termini di unicità dell'impianto fotovoltaico per ogni punto di connessione, definiti dalle normative vigenti, sono da intendersi riferiti ai punti di connessione tra il sistema stesso e la rete con obbligo di connessione di terzi;
- l'Autorità non regola i rapporti intercorrenti fra il produttore e il cliente finale presenti all'interno di un ASSPC e aventi a oggetto l'energia elettrica prodotta e consumata che non transita attraverso la rete con obbligo di connessione di terzi.

I casi di seguito esposti rappresentano le configurazioni consentite.

Il cliente finale e il produttore coincidono

Il cliente finale e il produttore coincidono. In questo caso è il cliente finale a ricoprire tutte le qualifiche indicate nella tabella 7.2. Gli eventuali impianti di produzione possono essere forniti da un soggetto terzo che opera unicamente in qualità di fornitore di macchinari e di impiantista/installatore e la sua presenza non rileva ai fini regolatori. In questo caso quindi il cliente finale è anche produttore e titolare dell'officina elettrica (non necessariamente anche titolare degli impianti) e stipula i contratti di trasporto, di dispacciamento e di compravendita dell'energia elettrica immessa o prelevata direttamente o per il tramite di un grossista. Il medesimo cliente finale può accedere, qualora possieda i requisiti necessari, al ritiro dedicato, allo scambio sul posto e agli incentivi vigenti. Inoltre, il cliente finale può accedere, qualora possieda i requisiti necessari, al servizio di maggior tutela o di salvaguardia, nonché usufruire del bonus sociale.

In sintesi, in virtù di quanto predetto, fermo restando il possesso dei requisiti che la normativa prevede ai fini dell'accesso a un determinato incentivo/regime amministrato/servizio, ivi inclusi gli eventuali vincoli di non cumulabilità, questa configurazione contrattuale implica automaticamente che il produttore-cliente finale possa avere accesso a qualsiasi incentivo/regime amministrato/servizio previsto dalla normativa.

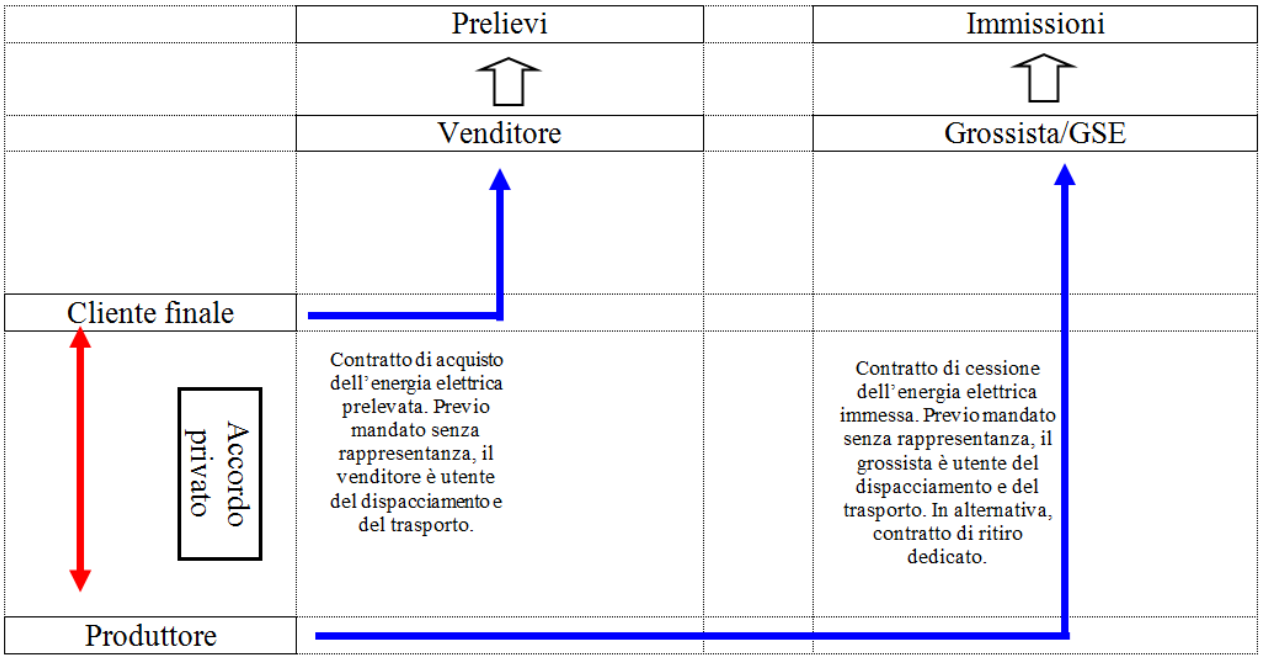
Il cliente finale e il produttore non coincidono

Casistica 1 (figure 7.2 e 7.3): il cliente finale e il produttore sono soggetti diversi. Questi soggetti decidono di regolare, 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.

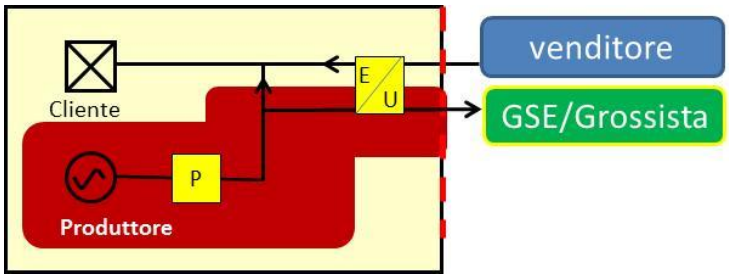
In tal caso, il cliente finale gestisce i contratti relativi ai prelievi di energia elettrica, mentre il produttore gestisce i contratti relativi alle immissioni di energia elettrica (ivi incluso il ritiro dedicato e il ritiro a tariffa omnicomprensiva[83]). Il produttore è quindi il soggetto responsabile ai fini delle incentivazioni. In questo caso, poiché il soggetto terzo utilizza il punto di connessione

[83] Per tariffe onnicomprensive si intendono gli strumenti incentivanti previsti dalle leggi n. 244/07 e n. 222/07 e dal decreto interministeriale 18 dicembre 2008 (nelle parti diverse da quelle afferenti ai certificati verdi), dal decreto interministeriale 5 maggio 2011 (limitatamente al feed *in tariff*), e dai decreti interministeriali 5 luglio 2012, 6 luglio 2012, 23 giugno 2016 e 4 luglio 2019.

nella titolarità del cliente finale, il cliente finale deve formalizzare il permesso riconosciuto al soggetto terzo per l'utilizzo del proprio punto di connessione. Si evidenzia che, non essendoci un unico soggetto che gestisce sia le immissioni che i prelievi, non è possibile siglare il contratto per lo scambio sul posto.



- figura 7.2 -



- figura 7.3 -

In sintesi, in virtù di quanto predetto, fermo restando il possesso dei requisiti che la normativa prevede ai fini dell'accesso a un determinato incentivo/regime amministrato/servizio, ivi inclusi gli eventuali vincoli di non cumulabilità, questa configurazione contrattuale implica automaticamente che:

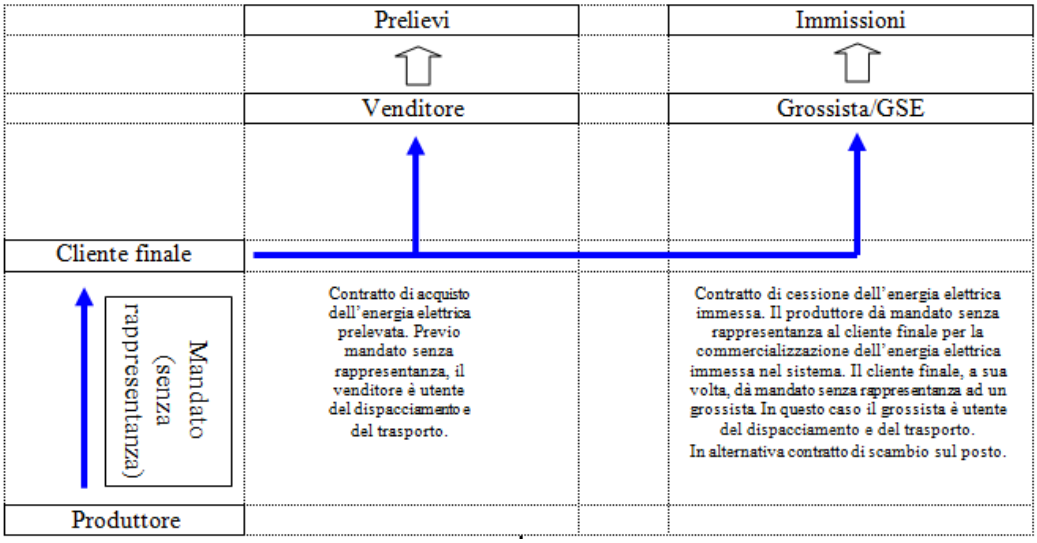
- il produttore possa:
  - accedere ai meccanismi di incentivazione dell'energia elettrica (certificati verdi e relativi sostituti, conto energia per impianti fotovoltaici, tariffa omnicomprensiva[83]);
  - richiedere al GSE il ritiro dell'energia elettrica immessa in rete (ritiro dedicato);
- il cliente finale possa:
  - accedere al servizio di maggior tutela o di salvaguardia;
  - usufruire del bonus sociale.

Con questo tipo di configurazione contrattuale non è possibile accedere allo scambio sul posto.

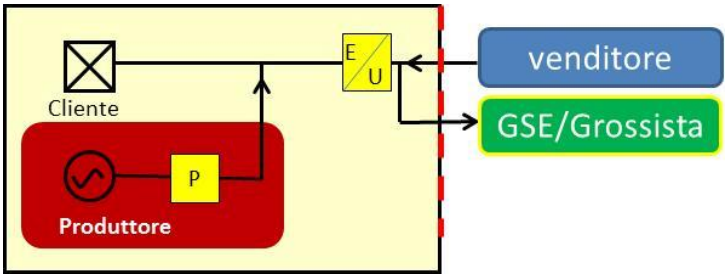
Casistica 2 (figure 7.4 e 7.5): il cliente finale e il produttore sono soggetti diversi. Ai fini della gestione dei contratti per l'accesso al sistema elettrico i due soggetti scelgono che sia solo il cliente finale a operare.

In tale caso è il cliente finale a ricoprire tutte le qualifiche indicate nella tabella 7.2, con l'unica eccezione delle qualifiche indicate con le lettere E, F e G (limitatamente ai certificati verdi e ai relativi sostituti), ed eventualmente della qualifica indicata con la lettera D, mentre il soggetto terzo riveste la qualifica di produttore e di titolare dell'officina elettrica (eventualmente, ma non necessariamente, anche di titolare degli impianti di produzione) e richiede gli incentivi eventualmente applicabili all'energia elettrica prodotta dagli impianti. Il cliente finale stipula i contratti di trasporto, di dispacciamento e di compravendita dell'energia elettrica immessa e prelevata direttamente o per il tramite di un grossista. Nel caso dell'energia elettrica immessa è però necessaria la presenza di un mandato senza rappresentanza rilasciato dal produttore al cliente finale che, altrimenti, non avrebbe titolo a immettere tale energia. L'energia prodotta e istantaneamente autoconsumata (cioè l'energia elettrica che non transita attraverso la rete di distribuzione e/o di trasmissione) è gestita nell'ambito di un contratto privato tra le parti.

La presente casistica consente l'applicazione dello scambio sul posto in quanto il cliente finale ha la disponibilità dell'impianto di produzione per effetto del mandato senza rappresentanza, pur non coincidendo con il produttore. Inoltre, con tale assetto, non è possibile l'applicazione delle tariffe omnicomprensive[83] (perché queste ultime spettano al produttore e includono la vendita dell'energia elettrica immessa in rete che, nel presente esempio, è effettuata dal cliente finale).



- figura 7.4 -



- figura 7.5 -

In sintesi, in virtù di quanto predetto, fermo restando il possesso dei requisiti che la normativa prevede ai fini dell'accesso a un determinato incentivo/regime amministrato/servizio, ivi inclusi gli eventuali vincoli di non cumulabilità, questa configurazione contrattuale implica automaticamente che:

- il produttore possa accedere ai meccanismi di incentivazione dell'energia elettrica prodotta (certificati verdi e relativi sostituti, conto energia per impianti fotovoltaici);
- il cliente finale possa:
  - accedere al servizio di maggior tutela o di salvaguardia;
  - usufruire del bonus sociale;
  - accedere allo scambio sul posto[84].

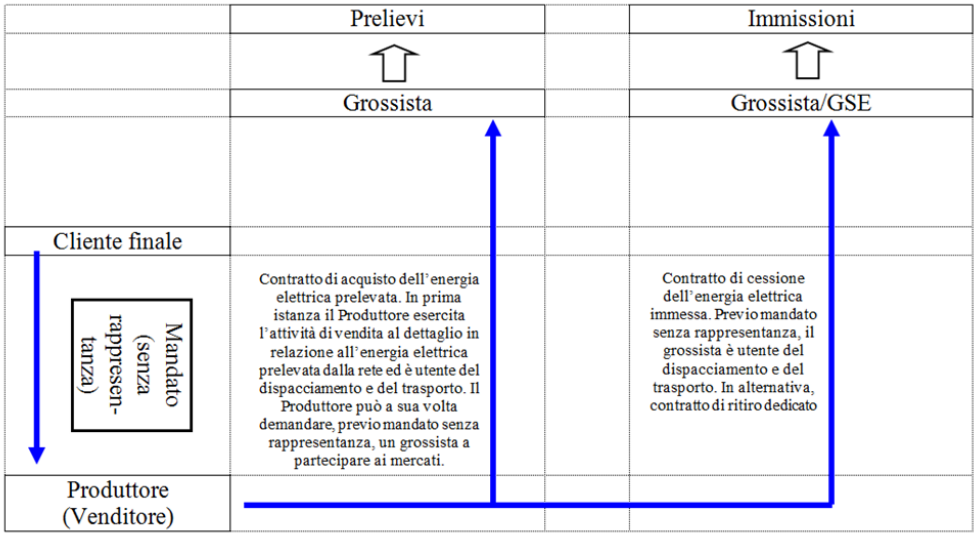
Con questo tipo di configurazione contrattuale:

- non è possibile cedere l'energia elettrica immessa al GSE nell'ambito del ritiro dedicato;
- non è possibile accedere ai meccanismi di incentivazione dell'energia immessa (tariffa omnicomprensiva[83]).

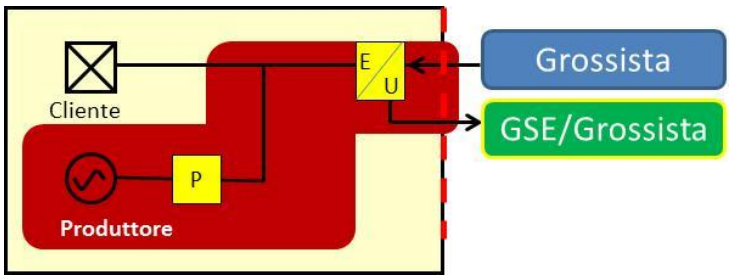
Casistica 3 (figure 7.6 e 7.7): il cliente finale e il produttore sono soggetti diversi. I due soggetti scelgono che sia il solo produttore a gestire tutti i contratti per l'accesso al sistema elettrico, anche se il cliente finale rimane il titolare del punto di connessione.

In questo caso, il cliente finale deve dare mandato al produttore ai fini della stipula dei contratti di approvvigionamento dell'energia elettrica prelevata. Ciò significa che il produttore terzo gestisce, nei confronti del sistema elettrico, i contratti di trasporto e dispacciamento in prelievo, i contratti per l'acquisto dell'energia elettrica prelevata, i contratti di trasporto e dispacciamento in immissione, i contratti per la vendita dell'energia elettrica immessa (ivi inclusa la sottoscrizione della convenzione col GSE per accedere al ritiro dedicato o al ritiro a tariffa omnicomprensiva[83]) e percepisce gli eventuali incentivi erogati dal GSE. Al tempo stesso, nei confronti del cliente finale, il soggetto terzo gestisce l'intero approvvigionamento energetico nell'ambito di un contratto tra le parti che è privato in relazione all'energia elettrica che non transita per il sistema elettrico e che è soggetto alla regolazione dell'Autorità in relazione all'energia elettrica prelevata dalla rete. In tale casistica, infatti, il produttore sul piano regolatorio oltre a esercitare l'attività di produzione di energia elettrica esercita, in relazione all'energia elettrica prelevata dalla rete e consumata nell'ASSPC, anche l'attività di vendita al dettaglio e quindi nei confronti del sistema elettrico e della regolazione dell'Autorità è assimilato a un vero e proprio venditore di energia elettrica al dettaglio e pertanto soggetto agli obblighi di qualità commerciale, etc..

[84] Con l'unica eccezione del caso in cui siano erogati gli incentivi previsti dal decreto interministeriale 28 luglio 2005. Ai sensi di tale decreto interministeriale, infatti, il soggetto responsabile che beneficia degli incentivi (il produttore) deve coincidere con il soggetto che beneficia dello scambio sul posto, poiché gli incentivi sono riconosciuti all'energia elettrica prodotta e resa disponibile alle utenze elettriche del soggetto responsabile in applicazione dello scambio sul posto.



- figura 7.6 -



- figura 7.7 -

In sintesi, in virtù di quanto predetto, fermo restando il possesso dei requisiti che la normativa prevede ai fini dell'accesso a un determinato incentivo/regime amministrato/servizio, ivi inclusi gli eventuali vincoli di non cumulabilità, questa configurazione contrattuale implica automaticamente che:

- il produttore, che è anche un venditore nel mercato al dettaglio, possa:
  - accedere ai meccanismi di incentivazione dell'energia elettrica (certificati verdi e relativi sostituti, conto energia per impianti fotovoltaici, tariffa omnicomprensiva[83]);
  - richiedere al GSE il ritiro dell'energia elettrica immessa in rete (ritiro dedicato);
- il cliente finale possa usufruire del bonus sociale.

Con questo tipo di configurazione contrattuale:

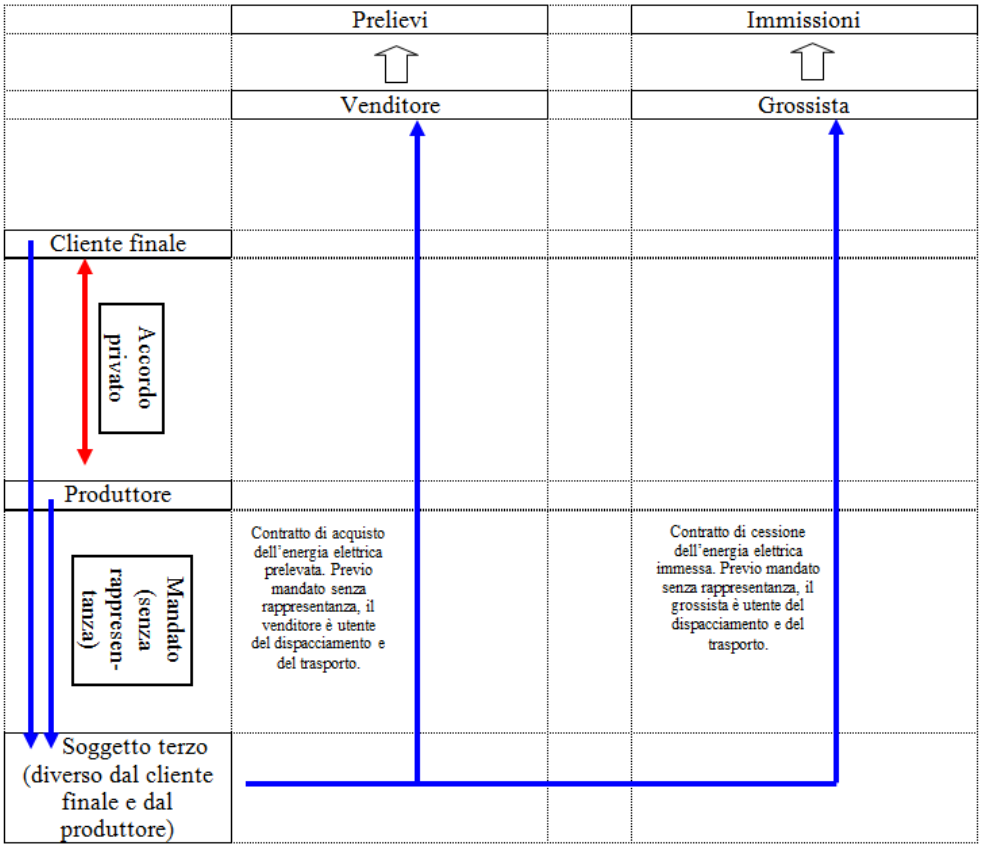
- non è possibile accedere allo scambio sul posto;
- non è possibile, per il cliente finale, accedere al servizio di maggior tutela o di salvaguardia, avendo già stipulato un contratto di fornitura con il produttore/venditore.

Casistica 4 (figura 7.8): il cliente finale e il produttore sono soggetti diversi. I due soggetti 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 il titolare del punto di connessione. Questa configurazione è indubbiamente quella più complessa da gestire.

In tal caso il cliente finale e il produttore regolano nell'ambito di un contratto privato, la sola energia elettrica prodotta e istantaneamente consumata, lasciando che sia il soggetto terzo, diverso da essi, a gestire i contratti per l'accesso al sistema elettrico. A tal fine, il cliente finale deve dare

mandato senza rappresentanza al predetto soggetto terzo per la stipula dei contratti di trasporto e dispacciamento in prelievo e per l'approvvigionamento nel mercato dell'energia elettrica prelevata, mentre il produttore deve dare al medesimo soggetto terzo il mandato per la stipula dei contratti di trasporto e dispacciamento in immissione.

Il produttore può accedere alle incentivazioni erogate sull'energia elettrica prodotta (certificati verdi e relativi sostituti, conto energia per impianti fotovoltaici), ma non può richiedere l'accesso ai regimi di ritiro dedicato e tariffa omnicomprensiva[83], in quanto ha già provveduto a dare mandato a un soggetto terzo per la commercializzazione dell'energia elettrica immessa in rete. Analogamente, essendo il soggetto terzo diverso dal produttore e non avendo quindi la disponibilità dell'impianto di produzione, non è possibile richiedere l'accesso al regime di scambio sul posto.



- figura 7.8 -

In sintesi, in virtù di quanto predetto, fermo restando il possesso dei requisiti che la normativa prevede ai fini dell'accesso a un determinato incentivo/regime amministrato/servizio, questa configurazione contrattuale implica automaticamente che:

- il produttore possa accedere ai meccanismi di incentivazione dell'energia elettrica prodotta (certificati verdi e relativi sostituti, conto energia per impianti fotovoltaici);
- il cliente finale possa usufruire del bonus sociale.

Con questo tipo di configurazione contrattuale:

- non è possibile accedere allo scambio sul posto;
- non è possibile cedere al GSE l'energia elettrica immessa nell'ambito del ritiro dedicato;
- non è possibile accedere ai meccanismi di incentivazione dell'energia immessa (tariffa omnicomprensiva[83]);
- non è possibile, per il cliente finale, accedere al servizio di maggior tutela o di salvaguardia.

7.10 Disposizioni in caso di morosità di un cliente finale presente in un Altro Sistema Semplice di Produzione e Consumo (ASSPC)

Ai clienti finali morosi, ricompresi all'interno dei SSPC, si applica la regolazione prevista dall'Allegato A alla deliberazione 258/2015/R/com (Testo Integrato Morosità Elettrica). A tal fine la richiesta di sospensione della fornitura di energia elettrica, inoltrata, ai sensi dell'articolo 4 del Testo Integrato Morosità Elettrica, dal venditore all'impresa distributrice è effettuata da quest'ultima coerentemente a quanto disposto dall'articolo 5 del medesimo Testo Integrato Morosità Elettrica.

Prima di effettuare l'intervento di sospensione della fornitura ai sensi dell'articolo 5 del Testo Integrato Morosità Elettrica, l'impresa distributrice inoltra una comunicazione al produttore al fine di evidenziargli la data a seguito della quale non potrà più immettere energia elettrica in rete a causa della condizione di morosità in cui si trova il cliente finale presente nell'ASSPC.

Qualora sussistano, per i punti di prelievo connessi in bassa tensione, le condizioni tecniche, l'impresa distributrice è tenuta a procedere, prima della sospensione della fornitura, alla riduzione della potenza a un livello pari al 15% della potenza disponibile, secondo le medesime tempistiche previste dall'articolo 5, comma 5.1, lettera a)[85], del Testo Integrato Morosità Elettrica. Decorsi 15 giorni dalla riduzione della potenza disponibile, l'impresa distributrice procede, in caso di mancata richiesta di riattivazione da parte del venditore, alla sospensione della fornitura. In tale casistica, l'impresa distributrice inoltra una comunicazione al produttore, al fine di evidenziargli la data a seguito della quale non potrà più immettere energia elettrica in rete a causa della condizione di morosità in cui si trova il cliente finale presente nell'ASSPC, anche prima dell'effettuazione dell'intervento di riduzione della potenza.

Qualora il produttore presente all'interno di un ASSPC voglia evitare che, a seguito di una condizione di morosità gravante sul cliente finale nei confronti del venditore, l'impianto di produzione sia impossibilitato a immettere energia elettrica nella rete elettrica con obbligo di connessione di terzi, può richiedere la realizzazione di una connessione di emergenza contro il rischio di morosità. A tal fine, il produttore, all'atto della richiesta di connessione o in un qualsiasi momento successivo, inoltra al gestore della rete cui l'ASSPC è connesso una richiesta di realizzazione di una connessione di emergenza contro il rischio di morosità.

La richiesta di realizzazione di una connessione di emergenza contro il rischio di morosità è gestita dal gestore di rete concessionario ai sensi del TICA, prevedendo che:

- nei casi in cui la potenza in immissione richiesta nel punto di emergenza sia minore o uguale alla potenza in immissione richiesta nel punto di connessione dell'ASSPC, la richiesta di

---

[85] Ai sensi dell'articolo 5, comma 5.1, lettera a), del Testo Integrato Morosità Elettrica, fatto salvo quanto previsto dell'articolo 5, comma 5.2, del medesimo Testo Integrato Morosità Elettrica, a seguito della richiesta di sospensione della fornitura, l'impresa distributrice effettua l'intervento di sospensione della fornitura:

- entro 8 giorni utili (ciascun giorno della settimana diverso dai giorni indicati come festivi, ivi compresi il giorno della festa patronale del Comune nel quale è ubicato il punto di prelievo, i sabati e i giorni che precedono il sabato o i festivi) dal ricevimento della richiesta, con riferimento a punti di prelievo connessi in bassa tensione non dotati di misuratore elettronico messo in servizio;
- entro 5 giorni utili (ciascun giorno della settimana diverso dai giorni indicati come festivi, ivi compresi il giorno della festa patronale del Comune nel quale è ubicato il punto di prelievo, i sabati e i giorni che precedono il sabato o i festivi) dal ricevimento della richiesta, con riferimento a punti di prelievo diversi da quelli di cui al precedente alinea.

L'articolo 5, comma 5.2, del Testo Integrato Morosità Elettrica prevede che le richieste di sospensione formulate dall'esercente la maggior tutela, relative a clienti finali inadempienti con riferimento al pagamento degli importi dovuti dal cliente finale all'esercente la maggior tutela, previsti dall'articolo 7, comma 7.5, del Testo Integrato Vendita:

- a decorrere dalla data di *switching*, se pervenute precedentemente al terz'ultimo giorno lavorativo del mese antecedente allo *switching*;
- entro tre giorni utili dal loro ricevimento, se pervenute a partire dal terz'ultimo giorno lavorativo del mese antecedente allo *switching*.

connessione di emergenza contro il rischio di morosità sia gestita, ai fini del calcolo del corrispettivo di connessione, come una richiesta di nuova connessione, mentre ai fini della definizione della STMG ed eventualmente della Soluzione Tecnica Minima di Dettaglio (STMD), sia gestita come se la potenza in immissione richiesta fosse stata già prenotata dal produttore all'atto della richiesta di connessione dell'ASSPC e quindi già disponibile;

- negli altri casi, la richiesta di connessione di emergenza contro il rischio di morosità sia gestita come una richiesta di nuova connessione presentata ai sensi del TICA.

In presenza di un punto di emergenza realizzato contro il rischio di morosità, dovrà essere installato da parte del produttore un dispositivo che permetta l'apertura del collegamento fra l'impianto di produzione e l'utenza del cliente finale a seguito della chiusura del collegamento fra l'impianto di produzione e il punto di emergenza. Il predetto dispositivo dovrà essere installato in un luogo accessibile al gestore di rete e tale da assicurare a esso la possibilità di adempiere ai propri obblighi in condizioni di sicurezza, nel rispetto di quanto disposto dal decreto legislativo n. 81/08, in particolare, senza dover ricorrere all'utilizzo di mezzi speciali per l'occasione. Il gestore di rete all'atto dell'attivazione della connessione verifica il corretto funzionamento del predetto dispositivo. I gestori di rete hanno definito una specifica tecnica finalizzata a individuare le caratteristiche tecniche del predetto dispositivo, le modalità di installazione, nonché i requisiti necessari per evitare la manipolazione da parte di soggetti diversi dal gestore di rete.

7.11 Attività di verifica relative agli Altri Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (ASSPC)

Al principale fine di verificare l'assenza, all'interno degli ASSPC, di clienti finali non facenti parte del sistema né connessi, direttamente o indirettamente alla rete con obbligo di connessione di terzi (cd. clienti finali "nascosti"), l'Autorità può effettuare i controlli avvalendosi del GSE. Il GSE inserisce tra i criteri di priorità per l'effettuazione dei sopralluoghi l'assenza della previa verifica documentale ivi inclusi i casi per i quali i richiedenti abbiano rinunciato all'istanza di qualifica entro il 31 maggio 2017, pur avendo presentato richiesta di qualifica di SEU o SEESEU nel periodo compreso tra il 1 gennaio 2017 e il 30 aprile 2017.

Anche le imprese distributrici effettuano controlli incrociati sui propri dati al fine di verificare che a ogni punto di connessione per il tramite del quale avvengono prelievi e immissioni di energia elettrica corrisponda nel sistema GAUDÌ un ASSPC. Fanno eccezione i soli punti di connessione asserviti a impianti di produzione di energia elettrica per il tramite dei quali è prelevata unicamente energia elettrica destinata ad alimentare i servizi ausiliari. Qualora, a seguito di tali verifiche, siano individuati punti di connessione relativi a presunti ASSPC non registrati nel sistema GAUDÌ, l'impresa distributrice segnala ai titolari di tali punti di connessione la presunta irregolarità e la necessità di procedere entro 30 giorni lavorativi dalla data di ricevimento della comunicazione ad aggiornare le anagrafiche GAUDÌ secondo le procedure previste per le modifiche delle connessioni esistenti. In assenza di un riscontro da parte del titolare del punto di connessione, l'impresa distributrice invia all'Autorità un elenco con i soggetti inadempienti, i relativi codici POD e i codici CENSIMP degli impianti che risultano connessi per il tramite dei predetti codici POD.

Capitolo 8

Autoconsumo collettivo e comunità di energia rinnovabile

8.1 Riferimenti normativi

L'Autorità ha definito la regolazione delle partite economiche relative all'energia elettrica condivisa da un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente in edifici e condomini oppure condivisa in una comunità di energia rinnovabile, applicando le disposizioni riportate nella normativa primaria. In particolare, si ricorda che:

- la direttiva 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili definisce l'autoconsumatore di energia rinnovabile, gli autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e le comunità di energia rinnovabile e introduce la disciplina generale da applicare alle predette configurazioni e a cui gli Stati membri dovranno attenersi in fase di recepimento della medesima direttiva 2018/2001;
- l'articolo 42bis del decreto-legge n. 162/19, coordinato con la legge di conversione n. 8/20, introduce una disciplina transitoria per l'attuazione degli articoli 21 e 22 della direttiva 2018/2001, finalizzata all'acquisizione di elementi utili al completo recepimento della direttiva 2018/2001 e non lo sostituisce, in quanto, tra l'altro, è limitata nel tempo e nell'ambito di applicazione. Il medesimo articolo 42bis del decreto-legge n. 162/19 definisce, in particolare, le modalità e le condizioni a cui è consentito, in via transitoria, attivare l'autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili ovvero realizzare comunità di energia rinnovabile e prevede che l'Autorità adotti i provvedimenti necessari a garantire l'immediata attuazione di quanto previsto dal medesimo articolo 42bis del decreto-legge n. 162/19.

8.2 Riferimenti regolatori

Le disposizioni relative alla regolazione delle partite economiche relative all'energia elettrica condivisa da un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente in edifici e condomini oppure condivisa in una comunità di energia rinnovabile sono definite nella deliberazione 318/2020/R/eel e nel relativo Allegato A, recante "*Regolazione delle partite economiche relative all'energia elettrica condivisa da un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente in edifici e condomini oppure condivisa in una comunità di energia rinnovabile*".

8.3 Servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa

Il servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa, a cui possono accedere i gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e le comunità di energia rinnovabile, è erogato dal GSE per il tramite dei referenti delle medesime configurazioni.

Il referente è:

- nel caso di un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, il legale rappresentante dell'edificio o condominio ovvero un produttore di energia elettrica che gestisce uno o più impianti di produzione la cui energia elettrica prodotta rileva nella configurazione di gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono

collettivamente ai fini del servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa;
- nel caso di una comunità di energia rinnovabile, è la comunità stessa.

8.4 Gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente

Ai fini dell'accesso alla valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa, nel caso di un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, devono essere verificate tutte le seguenti condizioni:
- gli autoconsumatori di energia rinnovabile facenti parte del gruppo sono clienti finali e/o produttori per i quali le attività di produzione e scambio dell'energia elettrica non costituiscono l'attività commerciale o professionale principale;
- gli autoconsumatori di energia rinnovabile presenti nella configurazione sono titolari di punti di connessione ubicati nel medesimo edificio[86] o condominio[87];
- gli autoconsumatori di energia rinnovabile presenti nella configurazione hanno dato mandato al medesimo referente per la costituzione e gestione della configurazione. Tale referente può essere un produttore non facente parte della medesima configurazione;
- ai fini della determinazione dell'energia elettrica condivisa, possono assumere rilievo anche i prelievi di clienti finali non facenti parte della configurazione, purché titolari di punti di connessione ubicati nel medesimo edificio o condominio. In tal caso, tali clienti finali rilasciano al referente della configurazione una liberatoria ai fini dell'utilizzo dei propri dati di misura dell'energia elettrica prelevata;
- ciascun impianto di produzione la cui energia elettrica immessa rileva ai fini della determinazione dell'energia elettrica condivisa deve essere entrato in esercizio a seguito di nuova realizzazione dal 1 marzo 2020 ed entro i sessanta giorni solari successivi alla data di entrata in vigore del provvedimento di recepimento della direttiva 2018/2001, deve avere una potenza non superiore a 200 kW e deve essere ubicato nell'area afferente al medesimo edificio o condominio a cui la configurazione si riferisce. Rientrano anche le sezioni di impianto di produzione oggetto di nuova realizzazione nell'ambito del potenziamento di un impianto di produzione esistente, purché l'energia elettrica prodotta da esse sia oggetto di separata misura ai sensi del Testo Integrato Misura Elettrica. L'impianto di produzione può essere gestito da un produttore facente parte del gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente oppure da un produttore terzo, eventualmente coincidente con il referente della configurazione.

Si evidenzia che:
- un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente è un gruppo di almeno due autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e che si trovano nello stesso condominio o edificio;
- un autoconsumatore di energia rinnovabile è un cliente finale che, operando in propri siti ubicati entro confini definiti, produce energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo e può immagazzinare o vendere energia elettrica rinnovabile autoprodotta purché, per un autoconsumatore di energia rinnovabile diverso dai nuclei familiari, tali attività non costituiscano l'attività commerciale o professionale principale. L'impianto di produzione

[86] L'edificio è l'insieme dei sistemi conformi alla definizione di cui all'articolo 2, comma 1, lettera a), del decreto legislativo n. 192/05 e ricadenti nelle categorie di cui all'articolo 3 del D.P.R. n. 412/93, ivi inclusi gli edifici polifunzionali, e dei relativi spazi comuni come definiti dall'articolo 1117 del Codice Civile.

[87] Il condominio è l'insieme dei sistemi conformi alla definizione di cui all'articolo 2, comma 2, lettera f), del decreto legislativo n. 102/14 e/o a cui sia applicabile la disciplina di cui agli articoli 1117 e 1117bis del Codice Civile.

dell'autoconsumatore di energia rinnovabile può essere di proprietà di un soggetto terzo e/o gestito da un soggetto terzo, purché il soggetto terzo resti soggetto alle istruzioni dell'autoconsumatore di energia rinnovabile. L'autoconsumatore di energia rinnovabile può realizzare, in autonomia o congiuntamente a un produttore terzo, una configurazione di SEU o ASAP ai sensi del Testo Integrato Sistemi Semplici di Produzione e Consumo, nel rispetto delle relative definizioni.

8.5 Comunità di energia rinnovabile

Ai fini dell'accesso alla valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa, nel caso di comunità di energia rinnovabile devono essere verificate tutte le seguenti condizioni:

- la comunità di energia rinnovabile è un soggetto giuridico, quale, a titolo d'esempio, associazione, ente del terzo settore, cooperativa, cooperativa benefit, consorzio, partenariato, organizzazione senza scopo di lucro, costituito nel rispetto dei seguenti requisiti:
  - si basa sulla partecipazione aperta e volontaria, è autonomo ed è effettivamente controllato da azionisti o membri che sono situati nelle vicinanze degli impianti di produzione detenuti dalla comunità di energia rinnovabile;
  - i cui azionisti o membri sono persone fisiche, piccole e medie imprese (PMI), enti territoriali o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali, a condizione che, per le imprese private, la partecipazione alla comunità di energia rinnovabile non costituisca l'attività commerciale e/o industriale principale;
  - il cui obiettivo principale è fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai propri azionisti o membri o alle aree locali in cui opera, piuttosto che profitti finanziari;
- i membri ovvero azionisti della configurazione sono titolari di punti di connessione su reti elettriche di bassa tensione sottese alla medesima cabina di trasformazione media/bassa tensione (cabina secondaria);
- i membri ovvero azionisti della configurazione hanno dato mandato al medesimo referente, coincidente con la comunità di energia rinnovabile, per la richiesta di accesso alla valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa;
- ciascun impianto di produzione la cui energia elettrica immessa rileva ai fini della determinazione dell'energia elettrica condivisa deve essere entrato in esercizio a seguito di nuova realizzazione dal 1 marzo 2020 ed entro i sessanta giorni solari successivi alla data di entrata in vigore del provvedimento di recepimento della direttiva 2018/2001, deve avere una potenza non superiore a 200 kW e deve essere connesso su reti elettriche di bassa tensione sottese alla medesima cabina secondaria a cui la configurazione si riferisce. Rientrano anche le sezioni di impianto di produzione oggetto di nuova realizzazione nell'ambito del potenziamento di un impianto di produzione esistente, purché l'energia elettrica prodotta da esse sia oggetto di separata misura ai sensi del Testo Integrato Misura Elettrica. Gli impianti di produzione devono essere detenuti dalla comunità di energia rinnovabile[88] e possono essere gestiti dalla comunità medesima o da un suo membro o da un produttore terzo.

[88] Un impianto di produzione di energia elettrica alimentato da fonti rinnovabili detenuto dalla comunità di energia rinnovabile è un impianto di produzione di energia elettrica alimentato da fonti rinnovabili del quale la comunità di energia rinnovabile ha la proprietà ovvero la piena disponibilità sulla base di un titolo giuridico anche diverso dalla proprietà (quali, a titolo d'esempio, usufrutto, ovvero titoli contrattuali o altri titoli quali il comodato d'uso), a condizione che la mera detenzione o disponibilità dell'impianto sulla base di un titolo diverso dalla proprietà non sia di ostacolo al raggiungimento degli obiettivi della comunità di energia rinnovabile.

8.6 Procedura per l'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa

I soggetti che intendono beneficiare del servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa presentano istanza al GSE per il tramite del referente, utilizzando uno schema definito dal GSE positivamente verificato dal Direttore della Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale dell'Autorità.

Nel caso di gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, il referente, nell'istanza e secondo modalità definite dal GSE:

- allega il mandato ricevuto dai soggetti facenti parte della configurazione ai fini della richiesta di accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa;
- comunica l'elenco dei clienti finali e dei produttori facenti parte della configurazione, specificando la tipologia di soggetto e di utenza, nonché il codice identificativo di ciascun punto di connessione (codice POD), e allega una dichiarazione, resa ai sensi del D.P.R. n. 445/00, in relazione al rispetto, da parte dei soggetti che intendono far parte della configurazione, di tutte le condizioni previste e descritte nel paragrafo 8.4;
- comunica l'elenco dei clienti finali e dei produttori non facenti parte della configurazione la cui energia elettrica prelevata rileva ai fini del calcolo dell'energia elettrica condivisa, specificando la tipologia di soggetto e di utenza, nonché il codice identificativo di ciascun punto di connessione (codice POD), e allega la liberatoria ai fini dell'utilizzo dei propri dati di misura dell'energia elettrica prelevata;
- allega una dichiarazione, resa ai sensi del D.P.R. n. 445/00, in relazione al rispetto, da parte di tutti gli impianti di produzione presenti nella configurazione, dei requisiti previsti e descritti nel paragrafo 8.4;
- allega una dichiarazione, resa ai sensi del D.P.R. n. 445/00, in relazione alla non sussistenza delle condizioni di incompatibilità dell'incentivazione per l'autoconsumo collettivo previste dall'articolo 42bis, comma 7, del decreto-legge n. 162/19.

Nel caso di comunità di energia rinnovabile, il referente, nell'istanza e secondo modalità definite dal GSE:

- allega il mandato ricevuto dai membri della comunità di energia rinnovabile ai fini della richiesta di accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa;
- rende disponibile lo statuto della comunità di energia rinnovabile e/o ogni altro documento fondativo utile alla verifica, all'atto della presentazione dell'istanza, della sussistenza dei requisiti previsti e descritti nel paragrafo 8.5;
- comunica l'elenco dei soggetti facenti parte della configurazione, specificando la tipologia di soggetto (cliente finale e/o produttore) e di utenza, nonché il codice identificativo di ciascun punto di connessione (codice POD), e allega una dichiarazione, resa ai sensi del D.P.R. n. 445/00, in relazione al rispetto da parte dei soggetti che intendono far parte della configurazione, di tutte le condizioni previste e descritte nel paragrafo 8.5. Il requisito che i membri ovvero azionisti della configurazione siano titolari di punti di connessione su reti elettriche di bassa tensione sottese alla medesima cabina secondaria deve essere rispettato al momento della presentazione da parte del referente dell'istanza, sulla base degli strumenti messi a disposizione dai gestori di rete, e non è più oggetto di successiva verifica anche qualora il gestore di rete competente dovesse modificare gli assetti della propria rete elettrica;
- allega una dichiarazione, resa ai sensi del D.P.R. n. 445/00, in relazione al rispetto da parte di tutti gli impianti di produzione presenti nella configurazione dei requisiti previsti e descritti nel paragrafo 8.5;
- allega una dichiarazione, resa ai sensi del D.P.R. n. 445/00, in relazione alla non sussistenza delle condizioni di incompatibilità dell'incentivazione per l'autoconsumo collettivo previste dall'articolo 42bis, comma 7, del decreto-legge n. 162/19.

L'istanza rileva sia ai fini della valorizzazione dell'energia elettrica condivisa secondo le modalità descritte nel paragrafo 8.7 sia ai fini dell'incentivazione prevista dall'articolo 42bis, comma 9, del decreto-legge n. 162/19[89].

Il GSE verifica che siano rispettati tutti i requisiti necessari per l'ammissibilità al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa e, nei soli casi in cui la predetta verifica abbia esito positivo:

- stipula con il referente della configurazione un apposito contratto, secondo uno schema definito dal medesimo GSE e positivamente verificato dal Direttore della Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale dell'Autorità, con effetti generalmente decorrenti dal giorno di ricevimento dell'istanza ovvero da una data successiva indicata dal medesimo referente. Qualora l'incentivazione preveda il ritiro da parte del GSE dell'energia elettrica immessa, ai fini della decorrenza del contratto trova applicazione anche quanto specificatamente previsto dall'articolo 5 dell'Allegato A alla deliberazione 318/2020/R/eel;
- comunica a Terna, con le medesime modalità previste dal Testo Integrato Sistemi Semplici di Produzione e Consumo, la tipologia delle configurazioni per le quali è stato attivato il servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa, specificando la relativa data di decorrenza.

Qualora la verifica abbia esito negativo, il GSE ne dà comunicazione al referente evidenziando i motivi del diniego.

Il contratto stipulato con il referente:

- ha durata pari al periodo di incentivazione definito dal Ministro dello Sviluppo Economico in attuazione dell'articolo 42bis, comma 9, del decreto-legge n. 162/19;
- è alternativo allo scambio sul posto e agli strumenti di incentivazione previsti dal decreto interministeriale 4 luglio 2019;
- solo qualora l'incentivazione dell'energia elettrica condivisa preveda il ritiro da parte del GSE dell'energia elettrica immessa, sostituisce i normali adempimenti relativi all'immissione di energia elettrica in relazione agli impianti di produzione che rilevano per la determinazione dell'energia elettrica condivisa. In ogni caso, tale contratto non sostituisce i normali adempimenti relativi all'acquisto dell'energia elettrica prelevata, come previsti dal Testo Integrato Trasporto, dal Testo Integrato Sistemi Semplici di Produzione e Consumo 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 e la salvaguardia per gli aventi diritto;
- è oggetto di aggiornamento ogni volta che subentrano modifiche che hanno effetti sul calcolo dei contributi spettanti, quali quelle che derivano dall'inserimento e/o fuoriuscita di clienti

[89] L'articolo 42bis, comma 9, del decreto-legge n. 162/19 prevede che il Ministro dello Sviluppo Economico individui una tariffa incentivante per la remunerazione degli impianti a fonti rinnovabili inseriti nei gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e nelle comunità di energia rinnovabile, prevedendo, in particolare, che:

- la tariffa incentivante sia erogata dal GSE e sia volta a premiare l'autoconsumo istantaneo e l'utilizzo dei sistemi di accumulo;
- il meccanismo sia realizzato tenendo conto dei principi di semplificazione e di facilità di accesso e preveda un sistema di reportistica e di monitoraggio dei flussi economici ed energetici a cura del GSE, allo scopo di acquisire elementi utili per la riforma generale del meccanismo dello scambio sul posto, da operare nell'ambito del recepimento della direttiva 2018/2001;
- la tariffa incentivante sia erogata per un periodo massimo di fruizione e sia modulata fra le diverse configurazioni incentivabili per garantire la redditività degli investimenti;
- il meccanismo sia realizzato tenendo conto dell'equilibrio complessivo degli oneri in bolletta e della necessità di non incrementare i costi tendenziali rispetto a quelli dei meccanismi vigenti;
- sia previsto un unico conguaglio, composto dalle erogazioni derivanti dalla regolazione dell'Autorità e dalla tariffa incentivante.

finali e/o produttori. Allo scopo, il referente è tenuto a informare tempestivamente il GSE presentando istanza di modifica del contratto in essere secondo modalità definite dal medesimo GSE: in ogni caso gli effetti della modifica contrattuale decorrono da una data non antecedente a quella in cui è presentata l'istanza, a eccezione dei casi in cui l'incentivazione dell'energia elettrica condivisa preveda il ritiro da parte del GSE dell'energia elettrica immessa per i quali trova applicazione quanto previsto dall'articolo 5 dell'Allegato A alla deliberazione 318/2020/R/eel.

Al termine del periodo di incentivazione definito dal Ministro dello Sviluppo Economico in attuazione dell'articolo 42bis, comma 9, del decreto-legge n. 162/19, il contratto può essere oggetto di proroga su base annuale tacitamente rinnovabile in relazione alle sole parti afferenti alla valorizzazione dell'energia elettrica condivisa, fatte salve diverse disposizioni che potrebbero derivare dal recepimento della direttiva 2018/2001 nell'ordinamento nazionale.

8.7 Modalità di erogazione del servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa

Nei soli casi in cui l'incentivazione dell'energia elettrica condivisa preveda il ritiro da parte del GSE dell'energia elettrica immessa, il GSE assume il ruolo di utente del dispacciamento per l'energia elettrica immessa in rete. Allo scopo, il GSE colloca nel mercato l'energia elettrica ritirata, applicando quanto previsto dalla deliberazione n. 111/06 e dalla deliberazione ARG/elt 89/09.

In tutti i casi, il GSE, ai fini del calcolo del contributo per la valorizzazione dell'energia elettrica condivisa[90], calcola, per ciascuna configurazione, la quantità di energia elettrica condivisa oraria e mensile (E_{AC}), quest'ultima pari alla somma delle quantità di energia elettrica condivise orarie nelle ore del mese. Ove necessario, il GSE calcola, su base oraria e mensile, anche l'energia elettrica condivisa per livello di tensione e/o l'energia elettrica condivisa per impianto di produzione.

Nel caso di gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, il GSE calcola su base mensile, per ciascuna configurazione, il contributo per la valorizzazione dell'energia elettrica condivisa (C_{AC}), espresso in €, pari alla somma de:

- il prodotto tra l'energia elettrica condivisa E_{AC} mensile e il corrispettivo unitario di autoconsumo forfetario mensile $CU_{Af,m}$;
- la somma, per livello di tensione *i* e ore *h*, dei prodotti tra l'energia elettrica condivisa per livello di tensione[91], il coefficiente delle perdite evitate c_{PR} corrispondente al medesimo livello

[90] L' energia elettrica condivisa per l'autoconsumo (o, più semplicemente, energia elettrica condivisa) è, in ogni ora, il minimo tra la somma dell'energia elettrica effettivamente immessa (energia elettrica immessa nella rete al netto dei coefficienti di perdita convenzionali previsti dall'articolo 76, comma 76.1, lettera a), del Testo Integrato Settlement) e la somma dell'energia elettrica prelevata per il tramite dei punti di connessione che rilevano ai fini di un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente o di una comunità di energia rinnovabile, al netto della sola energia elettrica prelevata per la quale non sono applicate le componenti tariffarie di trasmissione e di distribuzione ai sensi dell'articolo 16 del Testo Integrato Trasporto ovvero della deliberazione 574/2014/R/eel. Qualora vi siano più impianti di produzione per i quali è diverso il periodo temporale durante il quale sono erogati gli incentivi previsti dall'articolo 42bis, comma 9, del decreto-legge n. 162/19, l'energia elettrica condivisa è calcolata a partire dalle immissioni degli impianti di produzione entrati prima in esercizio. L'energia elettrica condivisa è, in tal modo, suddivisa per impianto di produzione: essa è denominata "energia elettrica condivisa per impianto".

[91] L'energia elettrica condivisa per livello di tensione è, in ogni ora, il minimo tra la somma dell'energia elettrica effettivamente immessa (energia elettrica immessa nella rete al netto dei coefficienti di perdita convenzionali previsti dall'articolo 76, comma 76.1, lettera a), del Testo Integrato Settlement) e la somma dell'energia elettrica prelevata per il tramite dei punti di connessione aventi un livello di tensione uguale o inferiore al livello di tensione cui è connesso l'impianto di produzione che rilevano ai fini di un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, al netto della sola energia elettrica prelevata per la quale non sono applicate le componenti tariffarie di

di tensione e il prezzo zonale orario Pz (pari al Prezzo Unico Nazionale – PUN nel caso di impianti di produzione connessi a reti elettriche non interconnesse):

$$\mathbf{C_{AC} = CU_{Af,m} * E_{AC} + Somma_{i,h}\ (E_{AC,i} * c_{PR,i} * Pz)_h}$$

Nel caso di comunità di energia rinnovabile, il GSE calcola su base mensile, per ciascuna configurazione, il contributo per la valorizzazione dell'energia elettrica condivisa (C_{AC}), espresso in €, pari al prodotto tra l'energia elettrica condivisa E_{AC} e il corrispettivo unitario di autoconsumo forfetario mensile $CU_{Af,m}$:

$$\mathbf{C_{AC} = CU_{Af,m} * E_{AC}}$$

Il corrispettivo unitario di autoconsumo forfetario mensile ($CU_{Af,m}$), espresso in c€/kWh, è pari alla somma algebrica, arrotondata alla terza cifra decimale secondo il criterio commerciale, delle parti unitarie variabili, espresse in c€/kWh, della tariffa di trasmissione ($TRAS_E$) definita per le utenze in bassa tensione e del valore più elevato della componente variabile di distribuzione definita per le utenze per altri usi in bassa tensione (BTAU) vigenti nel mese m-esimo.

Il coefficiente delle perdite di rete evitate (c_{PR}) è pari a:
- 1,2% nel caso di energia elettrica condivisa per effetto della produzione di impianti di produzione connessi alla rete di distribuzione in media tensione;
- 2,6% nel caso di energia elettrica condivisa per effetto della produzione di impianti di produzione connessi alla rete di distribuzione in bassa tensione.

Il GSE, nell'ambito del contratto stipulato con il referente, riconosce al referente il contributo per la valorizzazione e l'incentivazione dell'energia elettrica condivisa. Il contributo per la valorizzazione e l'incentivazione dell'energia elettrica condivisa, su base mensile, è pari alla somma de:
- il termine C_{AC} per la valorizzazione dell'energia elettrica condivisa, calcolato come precedentemente descritto;
- il prodotto tra la tariffa incentivante definita dal Ministro dello Sviluppo Economico ai sensi dell'articolo 42bis, comma 9, del decreto-legge n. 162/19 e la quantità di energia elettrica a cui essa è riferita. Ove necessario, il GSE utilizza i dati afferenti all'energia elettrica effettivamente immessa dagli impianti di produzione aventi diritto all'incentivo e/o all'energia elettrica condivisa e/o all'energia elettrica condivisa per impianto di produzione;
- eventuali corrispettivi a copertura dei costi amministrativi del GSE qualora previsti dal Ministro dello Sviluppo Economico con il medesimo decreto di attuazione di quanto previsto dall'articolo 42bis, comma 9, del decreto-legge n. 162/19.

Nei casi in cui l'incentivazione dell'energia elettrica condivisa preveda il ritiro da parte del GSE dell'energia elettrica immessa dagli impianti di produzione facenti parte (o che assumono rilievo ai fini) delle configurazioni consentite, la tariffa incentivante include la remunerazione dell'energia elettrica immessa. In tali casi, il GSE applica anche i corrispettivi di sbilanciamento determinati secondo quanto previsto dall'articolo 8 dell'Allegato A alla deliberazione n. 280/07, a eccezione

---

trasmissione e di distribuzione ai sensi dell'articolo 16 del Testo Integrato Trasporto ovvero della deliberazione 574/2014/R/eel. Qualora vi siano più impianti di produzione la cui produzione è immessa a diversi livelli di tensione, l'energia elettrica condivisa è calcolata a partire dalle immissioni degli impianti di produzione connessi al più basso livello di tensione e fino a concorrenza dei prelievi a pari o più basso livello di tensione: l'energia elettrica condivisa è, in tal modo, suddivisa in relazione al livello di tensione a cui sono connessi gli impianti di produzione che assumono rilievo per il calcolo. Qualora vi siano più impianti di produzione per i quali è diverso il periodo temporale durate il quale sono erogati gli incentivi previsti dall'articolo 42bis, comma 9, del decreto-legge n. 162/19, l'energia elettrica condivisa per livello di tensione è calcolata a partire dalle immissioni degli impianti di produzione entrati prima in esercizio. L'energia elettrica condivisa è, in tal modo, suddivisa per impianto di produzione e livello di tensione: essa è denominata "energia elettrica condivisa per impianto e livello di tensione".

degli impianti di produzione appartenenti a punti di dispacciamento isolati, e attribuisce, altresì, gli eventuali maggiori oneri o ricavi che dovessero derivare dalla partecipazione al Mercato Infragiornaliero, secondo i medesimi criteri di cui all'articolo 9 dell'Allegato A alla deliberazione n. 280/07.

Le predette erogazioni economiche sono effettuate dal GSE, secondo modalità e tempistiche definite dal medesimo GSE nell'ambito del contratto stipulato con il referente. Il GSE può prevedere meccanismi di acconto e conguaglio, garantendo che il conguaglio avvenga almeno su base annuale solare entro il 15 maggio dell'anno successivo a quello di riferimento.

Le modalità e le tempistiche per l'erogazione dei corrispettivi spettanti sono definite dal GSE, anche avvalendosi di quanto già definito nell'ambito dei regimi commerciali speciali o degli altri strumenti incentivanti, previa verifica del Direttore della Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale dell'Autorità.

8.8 Obblighi informativi

I gestori di rete implementano strumenti autonomamente definiti al fine di individuare, anche su base convenzionale, i punti di connessione sottesi alla medesima cabina secondaria. Tali strumenti possono essere messi a disposizione nei propri siti internet oppure su richiesta degli operatori interessati all'applicazione delle disposizioni previste dalla deliberazione 318/2020/R/eel e dal relativo Allegato A. I gestori di rete rendono disponibili tali strumenti anche al GSE, in modo che il medesimo GSE possa associare, in modo automatico, ogni punto di connessione a una sola cabina secondaria già in fase di presentazione dell'istanza per l'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa da parte del referente.

Il GSE, entro 15 giorni solari dalla sottoscrizione del contratto con il referente, comunica ai soggetti responsabili, ai sensi del Testo Integrato Misura Elettrica, delle operazioni di gestione dei dati di misura nonché di natura commerciale dell'energia elettrica immessa e/o prelevata l'elenco dei punti di connessione che insistono sulla propria rete e che hanno richiesto il servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa, dando evidenza anche della data di decorrenza del predetto contratto.

Le imprese distributrici competenti trasmettono al GSE, tramite il portale informatico appositamente predisposto e secondo modalità definite dal medesimo GSE sentiti i gestori di rete, i seguenti dati e informazioni relativi a ciascun referente, nonché gli eventuali aggiornamenti:
- tipologia dei punti di connessione ai sensi del Testo Integrato Settlement;
- tipologia di punto di prelievo come definita dall'articolo 2, comma 2.2, del Testo Integrato Trasporto;
- nel caso delle comunità di energia rinnovabile, la cabina secondaria a cui sono connessi i punti di connessione presenti nella configurazione, qualora tale informazione non sia già nella disponibilità del GSE.

Il Gestore del Sistema Informativo Integrato definisce le modalità per la messa a disposizione al GSE dei dati costituenti il Registro Centrale Ufficiale (RCU) con riferimento ai punti di prelievo che rilevano ai fini dell'individuazione dell'energia elettrica condivisa da un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente o da una comunità di energia rinnovabile.

I soggetti responsabili, ai sensi del Testo Integrato Misura Elettrica, delle operazioni di gestione dei dati di misura nonché di natura commerciale dell'energia elettrica trasmettono al GSE le misure dell'energia elettrica immessa e dell'energia elettrica prelevata tramite ciascun punto di connessione compreso nel contratto stipulato con il referente con le stesse tempistiche previste dall'articolo 24

del Testo Integrato Misura Elettrica, distinguendo tra punti di connessione trattati orari e punti di connessione non trattati orari.

Nel caso di punti di connessione non trattati orari, nelle more dell'attivazione del trattamento orario, il gestore di rete configura i misuratori elettronici per la rilevazione dei dati di misura orari e li trasmette, pur senza validazione, al GSE, per quanto possibile con le medesime tempistiche previste dall'articolo 24 del Testo Integrato Misura Elettrica. Qualora il gestore di rete non sia tecnicamente in grado di raccogliere i dati di misura orari, ne dà comunicazione motivata al referente e al GSE, indicando i tempi previsti per la soluzione del problema. I dati di misura orari non validati sono utilizzati dal GSE ai fini della profilazione dei dati monorari o per fasce validati.

Nel caso di punti di connessione non trattati orari, nelle more dell'attivazione del trattamento orario e a fronte dell'oggettiva e motivata impossibilità di estrazione dei dati di misura orari comunicata da parte del gestore di rete, i dati monorari o per fasce sono profilati dal GSE secondo modalità definite dal medesimo GSE a partire dai dati disponibili per tipologia di utenza presso il Sistema Informativo Integrato.

Al termine di ciascun anno solare ed entro il 31 marzo dell'anno successivo a quello di riferimento, i soggetti responsabili, ai sensi del Testo Integrato Misura Elettrica, delle operazioni di gestione dei dati di misura nonché di natura commerciale dell'energia elettrica prelevata e dell'energia elettrica immessa verificano i valori dell'energia elettrica prelevata e dell'energia elettrica immessa trasmessi al GSE, completando e rettificando gli eventuali dati incompleti, secondo modalità definite dal GSE. Nei casi di punti di connessione non trattati orari e nelle more dell'attivazione del trattamento orario, il GSE, qualora alla data del 31 marzo dell'anno successivo a quello di riferimento dovesse registrare la non completezza dei dati di misura dell'anno di riferimento, applica, ove necessario, le profilazioni precedentemente descritte.

Il GSE può richiedere ai soggetti responsabili, ai sensi del Testo Integrato Misura Elettrica, delle operazioni di gestione dei dati di misura nonché di natura commerciale dell'energia elettrica immessa i dati di misura riferiti a un periodo storico pari al massimo a cinque anni qualora necessari al medesimo GSE per le attività di propria competenza.

8.9 Ulteriori adempimenti in capo ai referenti e ai produttori

Il referente, ai fini dell'espletamento delle attività di verifica e controllo del GSE descritte nel paragrafo 8.10, è tenuto a consentire l'accesso agli impianti di produzione e alle unità di consumo che rilevano ai fini dei gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e ai fini delle comunità di energia rinnovabile, informandone preventivamente i clienti finali e i produttori facenti parte delle medesime configurazioni.

Il referente è tenuto a dare la propria disponibilità per la partecipazione alle campagne di misura e monitoraggio condotte dalla società Ricerca sul Sistema Energetico S.p.A. ai sensi dell'articolo 42bis, comma 8, lettera c), del decreto-legge n. 162/19.

I produttori, per il tramite del referente se diverso, in relazione a ogni impianto di produzione e utilizzando il portale informatico appositamente predisposto, sono tenuti a fornire al GSE, qualora non già disponibili nel sistema GAUDÌ, i dati necessari al medesimo GSE come da quest'ultimo indicati nel contratto stipulato con il referente.

8.10 Ulteriori adempimenti in capo al GSE

Il GSE predispone e trasmette all'Autorità un documento contenente i criteri puntuali di calcolo eventualmente necessari per l'applicazione della deliberazione 318/2020/R/eel e del relativo Allegato A. Tale documento, a seguito di verifica positiva da parte del Direttore della Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale dell'Autorità, è pubblicato nel sito internet del GSE.

Il GSE, nel predetto documento, individua opportune modalità di comunicazione ai referenti delle configurazioni che beneficiano del servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa finalizzate a garantire la trasparenza e la comprensibilità delle informazioni trasmesse, nonché le modalità di profilazione dei dati di misura e le relative modalità di utilizzo in attuazione delle disposizioni relative agli obblighi informativi e descritte nel paragrafo 8.8.

Il GSE effettua verifiche delle configurazioni che beneficiano del servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa ai sensi dell'articolo 42 del decreto legislativo n. 28/11. Le predette verifiche sono svolte, ove necessario, attraverso sopralluoghi al fine di accertare la veridicità delle informazioni e dei dati trasmessi.

Il GSE segnala all'Autorità e al Ministero dello Sviluppo Economico, ai fini dell'adozione dei provvedimenti di propria competenza, ogni situazione anomala riscontrata.

Capitolo 9

Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili

9.1 Il ruolo dell'Autorità con riferimento agli incentivi previsti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili

Gli incentivi previsti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili generalmente sono definiti dal Parlamento, dal Governo e dai Ministeri competenti, mentre all'Autorità in alcuni casi è demandato il compito di definire le modalità procedurali per l'accesso agli incentivi e per il ritiro dell'energia elettrica prodotta da parte del GSE.

Sempre in tema di incentivi, è importante anche il ruolo di monitoraggio svolto dall'Autorità ai fini dell'aggiornamento tariffario (infatti gli incentivi sono ripagati tramite le bollette elettriche). Da tale azione di monitoraggio derivano anche periodiche relazioni e segnalazioni al Governo e al Parlamento.

Di seguito sono descritti i principali provvedimenti dell'Autorità riferiti agli impianti che accedono agli incentivi previsti per l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili.

9.1.1 Definizione del prezzo medio di vendita dell'energia elettrica ai fini della definizione del valore di riferimento dei certificati verdi e dei relativi sostituti

L'articolo 2, comma 148, della legge n. 244/07 prevede che, a partire dall'anno 2008, i certificati verdi emessi dal GSE ai sensi dell'articolo 11, comma 3, del decreto legislativo n. 79/99 siano collocati nel mercato a un prezzo, riferito al MWh elettrico, pari alla differenza tra 180 €/MWh e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica definito dall'Autorità in attuazione dell'articolo 13, comma 3, del decreto legislativo n. 387/03 (previsione attuata con la deliberazione n. 280/07 con la quale è stato regolato il ritiro dedicato), registrato nell'anno precedente.

Al fine di dare attuazione a quanto precedentemente descritto, l'Autorità, ha approvato la deliberazione ARG/elt 24/08. Tale deliberazione prevede che il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica sia pari alla media aritmetica, su base nazionale, dei prezzi zonali orari riconosciuti, nell'anno precedente, all'energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito del ritiro dedicato. Con le successive deliberazioni ARG/elt 10/09, ARG/elt 3/10, ARG/elt 5/11, 11/2012/R/efr, 17/2013/R/efr, 20/2014/R/efr, 22/2015/R/efr, 29/2016/R/efr, 31/2017/R/efr, 32/2018/R/efr, 16/2019/R/efr e 17/2020/R/efr, l'Autorità ha quantificato il valore medio del prezzo di cessione per gli anni dall'anno 2008 all'anno 2019 da utilizzare per la definizione del valore di riferimento dei certificati verdi e dei relativi sostituti.

9.1.2 Definizione delle modalità e delle condizioni economiche per il ritiro, da parte del GSE, dell'energia elettrica ammessa al ritiro a tariffa fissa omnicomprensiva prevista dalla legge n. 244/07 e dal decreto interministeriale 18 dicembre 2008

L'articolo 2, comma 153, della legge n. 244/07 stabilisce che l'Autorità definisca le modalità di erogazione delle tariffe fisse omnicomprensive previste dalla medesima legge n. 244/07 e l'articolo 20, comma 1, del decreto interministeriale 18 dicembre 2008 (di attuazione dell'articolo 2, comma 150, della legge n. 244/07) prevede che l'Autorità stabilisca, tra l'altro, le modalità, i tempi e le condizioni per l'erogazione delle medesime tariffe fisse omnicomprensive.

Al fine di dare attuazione a quanto precedentemente descritto, l'Autorità, ha approvato la deliberazione ARG/elt 1/09.

La deliberazione ARG/elt 1/09 prevede che, per ogni impianto ammesso (in tutto o in parte) a beneficiare delle suddette tariffe fisse omnicomprensive, il GSE:

- all'energia elettrica incentivata:
  - riconosce i prezzi individuati dall'articolo 16, comma 1, del decreto interministeriale 18 dicembre 2008;
  - applica i corrispettivi previsti dal decreto ministeriale 24 dicembre 2014 per i meccanismi di incentivazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici;
- all'energia elettrica non incentivata:
  - riconosce i prezzi medi che si sarebbero ottenuti qualora l'intera quantità di energia elettrica immessa fosse stata remunerata ai prezzi previsti per il ritiro dedicato (ivi inclusi i prezzi minimi garantiti ove spettanti);
  - attribuisce, secondo modalità autonomamente definite, la parte a essa relativa dei corrispettivi di sbilanciamento imputabili alle unità di produzione con tariffa fissa omnicomprensiva. Il GSE attribuisce, altresì, gli eventuali maggiori oneri o ricavi che dovessero derivare dalla partecipazione al Mercato Infragiornaliero, secondo i medesimi criteri previsti per il ritiro dedicato;
  - applica i corrispettivi previsti dal decreto ministeriale 24 dicembre 2014 per i meccanismi di incentivazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici.

L'energia elettrica incentivata è definita dal decreto ministeriale 18 dicembre 2008 e non è maggiorata, nel caso di punti di immissione in bassa tensione e in media tensione, del fattore percentuale che tiene conto delle minori perdite di rete (si veda il paragrafo 4.6). L'energia elettrica non incentivata è la differenza tra l'energia elettrica effettivamente immessa in rete dall'impianto in oggetto (cioè quella misurata) e l'energia elettrica incentivata. Tale differenza è maggiorata, nel caso di punti di immissione in bassa tensione e in media tensione, del fattore percentuale che tiene conto delle minori perdite di rete.

Quindi il ruolo del GSE è quello di:

- soggetto che ritira commercialmente l'energia elettrica dai produttori aventi diritto, rivendendo tale energia nel mercato elettrico. Il GSE colloca nel mercato tale energia elettrica, applicando la regolazione vigente, e ne garantisce il monitoraggio a livello nazionale. Le differenze tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica e i ricavi ottenuti dal GSE dalla vendita di tale energia nel mercato sono compensate dal Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate, gestito da CSEA. Tali differenze rappresentano il costo che le tariffe fisse omnicomprensive inducono nel sistema elettrico;
- utente del dispacciamento in immissione e utente del trasporto in immissione in relazione alle unità di produzione nella disponibilità dei predetti produttori[92].

9.1.3 Definizione delle modalità per il ritiro, da parte del GSE, dell'energia elettrica ammessa al ritiro a tariffa fissa omnicomprensiva prevista dai decreti interministeriali 5 maggio 2011, 5 luglio 2012 e 6 luglio 2012

L'articolo 25, comma 4, del decreto interministeriale 6 luglio 2012 e l'articolo 11, comma 7, del decreto interministeriale 5 luglio 2012 prevedono che l'Autorità definisca le modalità per il ritiro, da parte del GSE, dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti incentivati con la tariffa omnicomprensiva ai sensi dei medesimi decreti interministeriali, stabilendo altresì le modalità di cessione al mercato della medesima energia elettrica da parte del GSE.

[92] Il GSE non funge anche da utente della misura. Tale attività continua a essere regolata direttamente tra produttore e gestore di rete sulla base della normativa vigente.

Al fine di dare attuazione a quanto precedentemente descritto, nonché di definire altresì le modalità di ritiro, da parte del GSE, dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici per la quale sono erogate le tariffe fisse omnicomprensive ai sensi del decreto interministeriale 5 maggio 2011, l'Autorità, ha approvato la deliberazione 343/2012/R/efr.

La deliberazione 343/2012/R/efr prevede che, per gli impianti fotovoltaici nuovi, potenziati o oggetto di totale rifacimento incentivati ai sensi del decreto interministeriale 5 maggio 2011 (IV conto energia) che entrano in esercizio a decorrere dal 1 gennaio 2013, il GSE:

- all'energia elettrica incentivata:
  - riconosce le tariffe previste dal decreto interministeriale 5 maggio 2011;
  - applica i corrispettivi previsti dal decreto ministeriale 24 dicembre 2014 per i meccanismi di incentivazione di impianti fotovoltaici;
- all'energia elettrica non incentivata applica il ritiro dedicato e, in particolare:
  - riconosce i prezzi medi che si sarebbero ottenuti qualora l'intera quantità di energia elettrica immessa fosse stata remunerata ai prezzi previsti per il ritiro dedicato (ivi inclusi i prezzi minimi garantiti ove spettanti);
  - attribuisce, secondo modalità autonomamente definite, la parte a essa relativa dei corrispettivi di sbilanciamento imputabili alle unità di produzione con tariffa fissa omnicomprensiva. Il GSE attribuisce, altresì, gli eventuali maggiori oneri o ricavi che dovessero derivare dalla partecipazione al Mercato Infragiornaliero, secondo i medesimi criteri previsti per il ritiro dedicato;
  - applica i corrispettivi previsti dal decreto ministeriale 24 dicembre 2014 per i meccanismi di incentivazione di impianti fotovoltaici.

La deliberazione 343/2012/R/efr prevede che, per gli impianti fotovoltaici di potenza fino a 1 MW nuovi, potenziati o oggetto di totale rifacimento incentivati ai sensi del decreto interministeriale 5 luglio 2012 (V conto energia), il GSE:

- all'energia elettrica incentivata:
  - riconosce le tariffe previste dal decreto interministeriale 5 luglio 2012 (nel caso di impianti fotovoltaici) ovvero quelle previste dal decreto interministeriale 6 luglio 2012 (nel caso di impianti alimentati dalle altre fonti rinnovabili);
  - applica i corrispettivi di sbilanciamento calcolati secondo quanto previsto nell'ambito del ritiro dedicato. Il GSE attribuisce, altresì, gli eventuali maggiori oneri o ricavi che dovessero derivare dalla partecipazione al Mercato Infragiornaliero, secondo i medesimi criteri previsti per il ritiro dedicato;
  - applica i corrispettivi previsti dal decreto ministeriale 24 dicembre 2014 per i meccanismi di incentivazione di impianti fotovoltaici;
- all'energia elettrica non incentivata applica condizioni economiche di mercato e, in particolare:
  - riconosce il prezzo zonale orario o, nel caso di impianti connessi a reti non interconnesse, il Prezzo Unico Nazionale (PUN);
  - applica i corrispettivi di sbilanciamento calcolati secondo quanto previsto nell'ambito del ritiro dedicato. Il GSE attribuisce, altresì, gli eventuali maggiori oneri o ricavi che dovessero derivare dalla partecipazione al Mercato Infragiornaliero, secondo i medesimi criteri previsti per il ritiro dedicato;
  - applica i corrispettivi previsti dal decreto ministeriale 24 dicembre 2014 per i meccanismi di incentivazione di impianti fotovoltaici.

La deliberazione 343/2012/R/efr prevede che, per gli impianti alimentati da altre fonti rinnovabili di potenza fino a 1 MW nuovi, potenziati o oggetto di totale rifacimento incentivati ai sensi del decreto interministeriale 6 luglio 2012, il GSE:

- all'energia elettrica incentivata:

  - riconosce le tariffe previste dal decreto interministeriale 5 luglio 2012 (nel caso di impianti fotovoltaici) ovvero quelle previste dal decreto interministeriale 6 luglio 2012 (nel caso di impianti alimentati dalle altre fonti rinnovabili);
  - applica i corrispettivi di sbilanciamento calcolati secondo quanto previsto nell'ambito del ritiro dedicato. Il GSE attribuisce, altresì, gli eventuali maggiori oneri o ricavi che dovessero derivare dalla partecipazione al Mercato Infragiornaliero, secondo i medesimi criteri previsti per il ritiro dedicato;
  - applica i corrispettivi previsti dal decreto ministeriale 24 dicembre 2014 per i meccanismi di incentivazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici;
- all'energia elettrica non incentivata applica condizioni economiche di mercato e, in particolare:
  - riconosce il prezzo zonale orario o, nel caso di impianti connessi a reti non interconnesse, il Prezzo Unico Nazionale (PUN);
  - applica i corrispettivi di sbilanciamento calcolati secondo quanto previsto nell'ambito del ritiro dedicato. Il GSE attribuisce, altresì, gli eventuali maggiori oneri o ricavi che dovessero derivare dalla partecipazione al Mercato Infragiornaliero, secondo i medesimi criteri previsti per il ritiro dedicato;
  - applica i corrispettivi previsti dal decreto ministeriale 24 dicembre 2014 per i meccanismi di incentivazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici.

L'energia elettrica incentivata è definita dai decreti interministeriali precedentemente richiamati e non è maggiorata, nel caso di punti di immissione in bassa tensione e in media tensione, del fattore percentuale che tiene conto delle minori perdite di rete (si veda il paragrafo 4.6). L'energia elettrica non incentivata è la differenza tra l'energia elettrica effettivamente immessa in rete dall'impianto in oggetto (cioè quella misurata) e l'energia elettrica incentivata. Tale differenza è maggiorata, nel caso di punti di immissione in bassa tensione e in media tensione, del fattore percentuale che tiene conto delle minori perdite di rete.

Quindi il ruolo del GSE è quello di:
- soggetto che ritira commercialmente l'energia elettrica dai produttori aventi diritto, rivendendo tale energia nel mercato elettrico. Il GSE colloca nel mercato tale energia elettrica, applicando la regolazione vigente, e ne garantisce il monitoraggio a livello nazionale. Le differenze tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica e i ricavi ottenuti dal GSE dalla vendita di tale energia nel mercato sono compensate dal Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate, gestito da CSEA. Tali differenze rappresentano il costo che le tariffe fisse omnicomprensive inducono nel sistema elettrico;
- utente del dispacciamento in immissione e utente del trasporto in immissione in relazione alle unità di produzione nella disponibilità dei predetti produttori[86].

9.1.4 Definizione delle modalità per il ritiro, da parte del GSE, dell'energia elettrica ammessa al ritiro a tariffa fissa omnicomprensiva prevista dal decreto interministeriale 23 giugno 2016

L'articolo 25, comma 4, del decreto interministeriale 23 giugno 2016 prevede che l'Autorità definisca le modalità per il ritiro, da parte del GSE, dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti incentivati con la tariffa omnicomprensiva ai sensi del medesimo decreto interministeriale, stabilendo altresì le modalità di cessione al mercato della medesima energia elettrica da parte del GSE.

Al fine di dare attuazione a quanto precedentemente descritto l'Autorità, ha approvato la deliberazione 404/2016/R/efr.

La deliberazione 404/2016/R/efr prevede che, per gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 500 kW, per i quali trovano applicazione le tariffe

fisse omnicomprensive ai sensi dell'articolo 7, comma 4, del decreto interministeriale 23 giugno 2016, il GSE:

- all'energia elettrica incentivata:
  - riconosce le tariffe previste dal decreto interministeriale 23 giugno 2016;
  - applica i corrispettivi di sbilanciamento calcolati secondo quanto previsto nell'ambito del ritiro dedicato. Il GSE attribuisce, altresì, gli eventuali maggiori oneri o ricavi che dovessero derivare dalla partecipazione al Mercato Infragiornaliero, secondo i medesimi criteri previsti per il ritiro dedicato;
  - applica i corrispettivi previsti dal decreto ministeriale 24 dicembre 2014 per i meccanismi di incentivazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici;
- all'energia elettrica non incentivata applica condizioni economiche di mercato e, in particolare:
  - riconosce il prezzo zonale orario o, nel caso di impianti connessi a reti non interconnesse, il Prezzo Unico Nazionale (PUN);
  - applica i corrispettivi di sbilanciamento calcolati secondo quanto previsto nell'ambito del ritiro dedicato. Il GSE attribuisce, altresì, gli eventuali maggiori oneri o ricavi che dovessero derivare dalla partecipazione al Mercato Infragiornaliero, secondo i medesimi criteri previsti per il ritiro dedicato;
  - applica la parte espressa in c€/kWh dei corrispettivi previsti dal decreto ministeriale 24 dicembre 2014 per i meccanismi di incentivazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici.

L'energia elettrica incentivata è definita dal decreto interministeriale 23 giugno 2016 e non è maggiorata, nel caso di punti di immissione in bassa tensione e in media tensione, del fattore percentuale che tiene conto delle minori perdite di rete (si veda il paragrafo 4.6). L'energia elettrica non incentivata è la differenza tra l'energia elettrica effettivamente immessa in rete dall'impianto in oggetto (cioè quella misurata) e l'energia elettrica incentivata. Tale differenza è maggiorata, nel caso di punti di immissione in bassa tensione e in media tensione, del fattore percentuale che tiene conto delle minori perdite di rete.

Quindi il ruolo del GSE è quello di:

- soggetto che ritira commercialmente l'energia elettrica dai produttori aventi diritto, rivendendo tale energia nel mercato elettrico. Il GSE colloca nel mercato tale energia elettrica, applicando la regolazione vigente, e ne garantisce il monitoraggio a livello nazionale. Le differenze tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica e i ricavi ottenuti dal GSE dalla vendita di tale energia nel mercato sono compensate dal Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate, gestito da CSEA. Tali differenze rappresentano il costo che le tariffe fisse omnicomprensive inducono nel sistema elettrico;
- utente del dispacciamento in immissione e utente del trasporto in immissione in relazione alle unità di produzione nella disponibilità dei predetti produttori[86].

9.1.5 Definizione delle modalità per il ritiro, da parte del GSE, dell'energia elettrica ammessa al ritiro a tariffa fissa omnicomprensiva prevista dal decreto interministeriale 4 luglio 2019

L'Autorità, al fine di determinare le modalità per il ritiro, da parte del GSE, dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti incentivati con la tariffa omnicomprensiva ai sensi del decreto interministeriale 4 luglio 2019, stabilendo altresì le modalità di cessione al mercato della medesima energia elettrica da parte del GSE, ha approvato la deliberazione 341/2019/R/efr.

La deliberazione 341/2019/R/efr prevede che, per gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 250 kW, per i quali trovano applicazione le tariffe

fisse omnicomprensive ai sensi dell'articolo 7, comma 6, del decreto interministeriale 4 luglio 2019, il GSE:

- all'energia elettrica incentivata prodotta da fonti rinnovabili eolica, idraulica e gas residuati dai processi di depurazione:
  - riconosce le tariffe previste dal decreto interministeriale 4 luglio 2019;
  - applica i corrispettivi di sbilanciamento calcolati secondo quanto previsto nell'ambito del ritiro dedicato. Il GSE attribuisce, altresì, gli eventuali maggiori oneri o ricavi che dovessero derivare dalla partecipazione al Mercato Infragiornaliero, secondo i medesimi criteri previsti per il ritiro dedicato;
  - applica i corrispettivi previsti dal decreto ministeriale 24 dicembre 2014 per i meccanismi di incentivazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici;
- all'energia elettrica incentivata prodotta da fonte solare fotovoltaica:
  - riconosce le tariffe previste dal decreto interministeriale 4 luglio 2019;
  - applica i corrispettivi di sbilanciamento calcolati secondo quanto previsto nell'ambito del ritiro dedicato. Il GSE attribuisce, altresì, gli eventuali maggiori oneri o ricavi che dovessero derivare dalla partecipazione al Mercato Infragiornaliero, secondo i medesimi criteri previsti per il ritiro dedicato;
  - applica i corrispettivi previsti dal decreto ministeriale 24 dicembre 2014 per i meccanismi di incentivazione di impianti alimentati da fonte solare fotovoltaica;
- all'energia elettrica non incentivata applica condizioni economiche di mercato e, in particolare:
  - riconosce il prezzo zonale orario o, nel caso di impianti connessi a reti non interconnesse, il Prezzo Unico Nazionale (PUN);
  - applica i corrispettivi di sbilanciamento calcolati secondo quanto previsto nell'ambito del ritiro dedicato. Il GSE attribuisce, altresì, gli eventuali maggiori oneri o ricavi che dovessero derivare dalla partecipazione al Mercato Infragiornaliero, secondo i medesimi criteri previsti per il ritiro dedicato;
  - applica la parte espressa in c€/kWh dei corrispettivi previsti dal decreto ministeriale 24 dicembre 2014 per i meccanismi di incentivazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici ovvero per i meccanismi di incentivazione di impianti alimentati da fonte solare fotovoltaica.

L'energia elettrica incentivata è definita dal decreto interministeriale 4 luglio 2019 e non è maggiorata, nel caso di punti di immissione in bassa tensione e in media tensione, del fattore percentuale che tiene conto delle minori perdite di rete (si veda il paragrafo 4.6). L'energia elettrica non incentivata è la differenza tra l'energia elettrica effettivamente immessa in rete dall'impianto in oggetto (cioè quella misurata) e l'energia elettrica incentivata. Tale differenza è maggiorata, nel caso di punti di immissione in bassa tensione e in media tensione, del fattore percentuale che tiene conto delle minori perdite di rete.

Quindi il ruolo del GSE è quello di:

- soggetto che ritira commercialmente l'energia elettrica dai produttori aventi diritto, rivendendo tale energia nel mercato elettrico. Il GSE colloca nel mercato tale energia elettrica, applicando la regolazione vigente, e ne garantisce il monitoraggio a livello nazionale. Le differenze tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica e i ricavi ottenuti dal GSE dalla vendita di tale energia nel mercato sono compensate dal Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate, gestito da CSEA. Tali differenze rappresentano il costo che le tariffe fisse omnicomprensive inducono nel sistema elettrico;
- utente del dispacciamento in immissione e utente del trasporto in immissione in relazione alle unità di produzione nella disponibilità dei predetti produttori[86].

9.1.6 Definizione dei criteri per l'individuazione dei consumi dei servizi ausiliari di centrale e delle perdite di trasformazione e di linea per gli impianti di produzione di energia elettrica che beneficiano degli incentivi previsti dai decreti interministeriali 5 luglio 2012, 6 luglio 2012, 23 giugno 2016 e 4 luglio 2019

I decreti interministeriali 5 e 6 luglio 2012 definiscono, tra l'altro, nuovi incentivi da applicarsi alla produzione netta immessa in rete, ovvero alla minore tra l'energia elettrica prodotta netta (produzione lorda al netto dell'energia elettrica assorbita dai servizi ausiliari, delle perdite nei trasformatori principali e delle perdite di linea fino al punto di consegna alla rete elettrica) e l'energia elettrica immessa.

L'articolo 6, comma 5, del decreto interministeriale 5 luglio 2012 (V conto energia) prevede che i consumi attribuibili ai servizi ausiliari, alle perdite nei trasformatori principali e alle perdite di linea fino al punto di consegna dell'energia alla rete elettrica siano definiti su base convenzionale e siano espressi in termini di percentuale dell'energia elettrica prodotta lorda; e che, a tal fine:

- nel caso di impianti fotovoltaici con potenza non superiore a 1 MW, l'energia elettrica assorbita dai servizi ausiliari di centrale sia forfetariamente posta pari al 1% e al 2% della produzione lorda, rispettivamente per impianti su edifici e impianti a terra;
- per tutti gli altri impianti fotovoltaici, il GSE definisca e aggiorni, per ogni impianto, il valore percentuale da utilizzare, sulla base delle definizioni e dei principi adottati dall'Autorità con proprio provvedimento.

Allo stesso modo, l'articolo 22, comma 3, del decreto interministeriale 6 luglio 2012 prevede che i consumi attribuibili ai servizi ausiliari, alle perdite nei trasformatori principali e alle perdite di linea fino al punto di consegna dell'energia alla rete elettrica siano definiti su base convenzionale e siano espressi in termini di percentuale dell'energia elettrica prodotta lorda; e che, a tal fine:

- nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici con potenza non superiore a 1 MW si utilizzino i valori percentuali riportati, per ciascuna fonte, nell'Allegato 4, tabella 6, del medesimo decreto interministeriale 6 luglio 2012;
- per tutti gli altri impianti alimentati da fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici, il GSE definisca e aggiorni, per ogni impianto, il valore percentuale da utilizzare, sulla base delle definizioni e dei principi adottati dall'Autorità con proprio provvedimento.

In applicazione dei decreti interministeriali 5 e 6 luglio 2012, con la deliberazione 47/2013/R/efr sono stati definiti i criteri:

- per l'individuazione dei consumi dei servizi ausiliari di centrale nonché delle perdite nei trasformatori principali e delle perdite di linea fino al punto di consegna dell'energia alla rete elettrica, da applicarsi per gli impianti di produzione di energia elettrica di potenza superiore a 1 MW ammessi a beneficiare degli incentivi di cui ai decreti interministeriali 5 e 6 luglio 2012;
- per la redazione delle procedure del GSE ai fini della quantificazione del fattore percentuale convenzionale correlato ai consumi dei servizi ausiliari, alle perdite di trasformazione e alle perdite di linea fino al punto di connessione, da applicarsi per gli impianti di produzione di energia elettrica di potenza superiore a 1 MW ammessi a beneficiare degli incentivi di cui ai decreti interministeriali 5 e 6 luglio 2012.

Successivamente:

- il decreto interministeriale 23 giugno 2016, all'articolo 25, comma 5, ha previsto che ai fini dell'applicazione del medesimo decreto interministeriale, i consumi attribuibili ai servizi ausiliari sono calcolati secondo le modalità previste dall'articolo 22, comma 3, del decreto interministeriale 6 luglio 2012;
- il decreto interministeriale 4 luglio 2019, all'articolo 7, comma 7, ha previsto che ai fini dell'applicazione del medesimo decreto interministeriale, il calcolo della produzione netta immessa in rete è effettuato secondo le modalità previste dall'articolo 25 del decreto interministeriale 23 giugno 2016 che, a sua volta, rimanda alle modalità di determinazione dei

consumi attribuibili ai servizi ausiliari calcolati secondo le modalità previste dall'articolo 22, comma 3, del decreto interministeriale 6 luglio 2012.

Di conseguenza, anche ai fini dell'applicazione dei decreti interministeriali 23 giugno 2016 e 4 luglio 2019 si applicano i medesimi criteri definiti dall'Autorità con la deliberazione 47/2013/R/efr.

9.1.7 Definizione della remunerazione dell'energia elettrica e dell'energia termica prodotta da fonti rinnovabili nelle isole minori non interconnesse

Il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 14 febbraio 2017

Il decreto ministeriale 14 febbraio 2017 ha definito le disposizioni per la progressiva copertura del fabbisogno delle isole non interconnesse attraverso energia da fonti rinnovabili nel territorio delle seguenti isole:

- isole dell'arcipelago Toscano: Capraia e Giglio;
- isole Ponziane: Ponza e Ventotene;
- isole dell'arcipelago Campano: Capri (esclusivamente nel caso di impianti entrati in esercizio entro la data del 27 giugno 2019);
- isole Tremiti (o Diomedèe): Tremiti;
- isole Eolie: Alicudi, Filicudi, Lipari, Panarea, Salina, Stromboli e Vulcano;
- Ustica;
- isole Egadi: Favignana, Levanzo e Marettimo;
- Pantelleria;
- isole Pelagie: Lampedusa e Linosa.

Per ciascuna delle predette isole, l'Allegato 1 al medesimo decreto ministeriale 14 febbraio 2017 individua obiettivi minimi di sviluppo delle fonti rinnovabili, da raggiungere entro il 31 dicembre 2020, in relazione a:

- installazione, presso utenze domestiche e non domestiche, di sistemi con pannelli solari termici per la copertura dei consumi di acqua calda o per il *solar cooling*. Concorre a tale obiettivo anche l'installazione, esclusivamente in sostituzione di scaldaacqua elettrici, di pompe di calore dedicate alla sola produzione di acqua calda sanitaria;
- installazione di impianti di produzione di energia elettrica collegati alla rete elettrica isolana, alimentati dalle fonti rinnovabili disponibili localmente. I predetti impianti di produzione possono essere asserviti a specifiche utenze, ivi inclusa la ricarica di veicoli elettrici, con immissione parziale nella rete elettrica, ovvero possono immettere in rete tutta l'energia elettrica prodotta.

Gli interventi precedentemente descritti possono essere eseguiti dai gestori delle reti elettriche delle singole isole ovvero da soggetti terzi.

Il decreto ministeriale 14 febbraio 2017, al fine di raggiungere gli obiettivi indicati:

- definisce i requisiti che devono possedere gli impianti per accedere alle nuove forme di remunerazione di cui al medesimo decreto ministeriale, nonché le modalità per l'effettuazione dei conseguenti controlli assegnati al GSE richiamando, allo scopo, il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 31 gennaio 2014;
- assegna all'Autorità il compito di definire le modalità di remunerazione degli interventi e di utilizzo dell'energia prodotta nel rispetto dei principi ivi richiamati;
- promuove l'ammodernamento delle reti elettriche isolane;
- promuove la realizzazione di almeno due progetti integrati innovativi che, nel rispetto delle condizioni di sicurezza e continuità del servizio, consentano, entro il 31 dicembre 2020, di ridurre la produzione elettrica annua convenzionale secondo i termini indicati nel medesimo decreto ministeriale;
- definisce le condizioni per eventuali cumulabilità degli incentivi;

- definisce, nel caso dell'installazione di impianti solari fotovoltaici e termici, semplificazioni autorizzative qualora i medesimi impianti siano installati aderenti o integrati nei tetti degli edifici, con la stessa inclinazione e lo stesso orientamento della falda e i cui componenti non modificano la sagoma degli edifici stessi.

La deliberazione 558/2018/R/efr

Con la deliberazione 558/2018/R/efr e il relativo Allegato A l'Autorità ha definito la remunerazione spettante ai produttori di energia elettrica e termica da fonti rinnovabili nelle isole non interconnesse, nonché le relative modalità di accesso, in attuazione delle disposizioni previste dal decreto ministeriale 14 febbraio 2017.

La remunerazione definita dalla deliberazione 558/2018/R/efr e dal relativo Allegato A:
- nel caso di impianti di produzione di energia elettrica:
  - spetta solo all'energia elettrica prodotta da impianti di potenza non inferiore a 0,5 kW alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio successivamente al 14 novembre 2018 (data di entrata in vigore della deliberazione 558/2018/R/efr), compresi i potenziamenti e le riattivazioni, purché rispettino i requisiti previsti dall'Allegato 1 all'Allegato A alla medesima deliberazione 558/2018/R/efr;
  - non trova applicazione per gli impianti realizzati ai fini del rispetto dell'obbligo di integrazione delle fonti rinnovabili negli edifici di nuova costruzione e negli edifici esistenti sottoposti a ristrutturazioni rilevanti (stabilito dall'articolo 11 del decreto legislativo n. 28/11);
- nel caso di impianti di produzione di energia termica spetta solo:
  - all'energia termica prodotta da pannelli solari termici utilizzata per la copertura dei consumi di acqua calda sanitaria e per il solar cooling entrati in esercizio successivamente al 14 novembre 2018, purché rispettino i requisiti previsti dall'Allegato 2 al decreto ministeriale 14 febbraio 2017;
  - alle pompe di calore dedicate alla sola produzione di acqua calda sanitaria entrate in esercizio successivamente al 14 novembre 2018, purché rispettino i requisiti previsti dall'Allegato 2 al decreto ministeriale 14 febbraio 2017.

Si evidenzia che nel caso in cui un'isola sia interconnessa alla rete elettrica nazionale, le disposizioni della deliberazione 558/2018/R/efr e del relativo Allegato A trovano applicazione limitatamente agli impianti di produzione aventi diritto che entrano in esercizio entro due anni dalla data dell'interconnessione comunicata da Terna all'Autorità.

Di seguito si descrive esclusivamente la regolazione dell'Autorità relativa alla remunerazione dell'energie elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Remunerazione dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili

Il periodo di diritto alla remunerazione dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili è pari a 20 anni. Il periodo di diritto alla remunerazione è considerato al netto di eventuali fermate disposte a seguito di problematiche connesse alla sicurezza della rete ovvero a seguito di eventi calamitosi riconosciuti come tali dalle competenti Autorità, applicando i medesimi criteri previsti dal decreto interministeriale 5 luglio 2012 e dal decreto interministeriale 23 giugno 2016.

Ai fini della quantificazione della remunerazione dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili, nell'ambito dell'istanza inviata al GSE, il produttore sceglie tra le seguenti opzioni di remunerazione:

- opzione 1: la tariffa base è pari al costo evitato efficiente di cui alla Tabella 1 dell'Allegato A alla deliberazione 558/2018/R/efr (differenziato per ciascuna isola non interconnessa), entro il valore minimo e il valore massimo differenziati per classi di potenza di cui alla Tabella 2 del medesimo Allegato A alla deliberazione 558/2018/R/efr. Per ogni anno solare:
  - nei casi in cui il costo evitato efficiente risulta inferiore rispetto al valore minimo di cui alla predetta Tabella 2, la tariffa base è pari al predetto valore minimo;
  - nei casi in cui il costo evitato efficiente risulta compreso tra il valore minimo e il valore massimo di cui alla predetta Tabella 2, la tariffa base è pari al costo evitato efficiente di cui alla predetta Tabella 1;
  - nei casi in cui il costo evitato efficiente risulta superiore rispetto al valore massimo di cui alla predetta Tabella 2, la tariffa base è pari al predetto valore massimo;
- opzione 2: la tariffa base è pari al valore differenziato per classi di potenza e per gruppo di isole di cui alla Tabella 3 dell'Allegato A alla deliberazione 558/2018/R/efr.

La scelta effettuata in relazione alla remunerazione dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili vale per l'intero periodo di diritto alla remunerazione e non può essere oggetto di modifica.

La remunerazione dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili è:
- di tipo *feed in tariff* per la quota di energia elettrica incentivata effettivamente immessa in rete. La remunerazione unitaria per tale quota di energia elettrica è pari alla tariffa base precedentemente descritta;
- di tipo *feed in premium* per la quota di energia elettrica incentivata istantaneamente consumata in sito. La remunerazione unitaria per tale quota di energia elettrica è pari alla differenza, se positiva, tra la tariffa base precedentemente descritta e il valore attribuito all'energia elettrica prodotta e istantaneamente consumata in sito.
  Il valore attribuito all'energia elettrica prodotta e istantaneamente consumata in sito è il valore, pari alla somma della media aritmetica, su base annuale solare, dei valori orari del Prezzo Unico Nazionale (PUN) relativi all'anno precedente e del corrispettivo unitario denominato CU_{Sf} di cui al Testo Integrato Scambio sul Posto relativo all'anno precedente definito per utenti dello scambio sul posto nell'ipotesi di cliente finale domestico residente con consumo fino a 1.800 kWh/anno.

Si evidenzia, inoltre, che:
- il GSE riconosce le tariffe incentivanti secondo tempistiche e modalità definite dal medesimo GSE;
- il GSE, per ogni impianto di produzione che accede alla remunerazione dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili:
  - all'energia elettrica incentivata riconosce la remunerazione unitaria precedentemente descritta;
  - all'energia elettrica immessa e non incentivata applica condizioni economiche di mercato e in particolare riconosce il Prezzo Unico Nazionale (PUN), corrisposto sulla base del profilo orario di immissione del singolo impianto di produzione;
  - applica il medesimo corrispettivo, a copertura dei propri costi amministrativi, previsto dal paragrafo 1 dell'Allegato al decreto ministeriale 24 dicembre 2014 per gli impianti fotovoltaici;
- nel caso di impianti fotovoltaici i cui moduli sono installati in sostituzione di coperture di edifici su cui è operata la completa rimozione dell'eternit o dell'amianto, per l'intera quantità di energia elettrica prodotta netta il GSE eroga un premio ulteriore alla remunerazione spettante, pari a 14 €/MWh;
- nel caso di riattivazioni, la tariffa base è moltiplicata per un coefficiente pari a 0,8;
- qualora fossero presenti sistemi di accumulo, trovano applicazione le disposizioni previste dall'articolo 6 della deliberazione 574/2014/R/eel;

- la remunerazione dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili secondo la deliberazione 558/2018/R/efr e il relativo Allegato A è alternativa all'accesso ai regimi commerciali di ritiro dedicato e di scambio sul posto e non è cumulabile con altri incentivi pubblici comunque denominati, fatte salve le disposizioni previste all'articolo 26 del decreto legislativo n. 28/11;
- per gli anni successivi al periodo di diritto alla remunerazione dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili, l'energia elettrica immessa in rete può essere ritirata e valorizzata sulla base degli schemi regolatori vigenti, ivi inclusi il ritiro dedicato e lo scambio sul posto.

La deliberazione 558/2018/R/efr e il relativo Allegato A, a cui si rimanda, definiscono anche le modalità di aggiornamento e revisione dei valori funzionali alla determinazione della remunerazione dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili. In particolare, si evidenzia che i predetti aggiornamenti sono effettuati dal Direttore della Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale dell'Autorità con proprie determinazioni.

Di seguito si riportano i valori funzionali alla determinazione della remunerazione dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili nelle isole minori non interconnesse, comprendenti anche gli aggiornamenti effettuati con le determinazioni del Direttore della Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale DMEA/EFR/7/2018, DMEA/EFR/1/2019 e DMEA/EFR/1/2020.

Valori del termine $C_{gasolio_auto}$ di cui alla Tabella 1 dell'Allegato A alla deliberazione 558/2018/R/efr valevoli per gli anni dal 2018 al 2020:
- anno 2018, valore del termine $C_{gasolio_auto}$ pari a 0,610 €/kg;
- anno 2019, valore del termine $C_{gasolio_auto}$ pari a 0,714 €/kg;
- anno 2020, valore del termine $C_{gasolio_auto}$ pari a 0,704 €/kg.

Valori del costo evitato efficiente (Tabella 1 dell'Allegato A alla deliberazione 558/2018/R/efr) valevoli per gli anni dal 2018 al 2020.

Isola	Costo evitato efficiente per l'anno 2018 [€/MWh]
Alicudi	172,124
Capraia	152,318
Capri	139,126
Favignana	138,155
Filicudi	163,323
Giglio	143,263
Lampedusa	157,251
Levanzo	156,365
Linosa	168,908
Lipari	141,114
Marettimo	154,157
Panarea	172,266
Pantelleria	147,331
Ponza	144,010
Salina	147,291
Stromboli	150,123
Tremiti	148,846
Ustica	149,907
Ventotene	144,669
Vulcano	151,006

Isola	Costo evitato efficiente per l'anno 2019 [€/MWh]
Alicudi	195,477
Capraia	174,369
Capri	159,663
Favignana	158,688
Filicudi	185,835
Giglio	164,520
Lampedusa	177,104
Levanzo	179,646
Linosa	191,075
Lipari	161,594
Marettimo	176,663
Panarea	196,593
Pantelleria	167,057
Ponza	164,858
Salina	168,091
Stromboli	171,675
Tremiti	170,503
Ustica	171,129
Ventotene	165,560
Vulcano	173,051

Isola	Costo evitato efficiente per l'anno 2020 [€/MWh]
Alicudi	193,223
Capraia	172,241
Capri	157,681
Favignana	156,707
Filicudi	183,662
Giglio	162,468
Lampedusa	175,188
Levanzo	177,399
Linosa	188,936
Lipari	159,618
Marettimo	174,490
Panarea	194,245
Pantelleria	165,153
Ponza	162,846
Salina	166,083
Stromboli	169,595
Tremiti	168,413
Ustica	169,081
Ventotene	163,544
Vulcano	170,924

Valori minimi della tariffa base e valori massimi della tariffa base di cui alla Tabella 2 dell'Allegato A alla deliberazione 558/2018/R/efr valevoli per impianti di produzione di energia elettrica

alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio nei periodi 15 novembre 2018 – 31 dicembre 2018 e 1 gennaio 2019 – 31 dicembre 2021.

	Tariffe base [€/MWh] 15/11/2018 - 31/12/2018	
Potenza nominale impianto [kW]	Valore minimo tariffa base	Valore massimo tariffa base
$0,5 \leq P \leq 6$	147,5	211,4
$6 < P \leq 20$	134,1	193,8
$20 < P \leq 200$	124,9	178,5
$P > 200$	116,7	162,4

	Tariffe base [€/MWh] 01/01/2019 - 31/12/2021	
Potenza nominale impianto [kW]	Valore minimo tariffa base	Valore massimo tariffa base
$0,5 \leq P \leq 6$	150,8	216,1
$6 < P \leq 20$	137,1	198,1
$20 < P \leq 200$	127,7	182,4
$P > 200$	119,3	166,0

Valori delle tariffe base di cui alla Tabella 3 dell'Allegato A alla deliberazione 558/2018/R/efr valevoli per impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio nei periodi 15 novembre 2018 – 31 dicembre 2018 e 1 gennaio 2019 – 31 dicembre 2021.

	Tariffe base [€/MWh] 15/11/2018 - 31/12/2018				
Potenza nominale impianto [kW]	Lampedusa Linosa Pantelleria	Alicudi Filicudi Marettimo Panarea Salina Stromboli	Levanzo Lipari Ustica Vulcano	Capraia Capri Giglio Ponza Tremiti Ventotene	Favignana
$0,5 \leq P \leq 6$	166,8	192,5	171,7	188,0	155,1
$6 < P \leq 20$	152,0	176,7	156,5	171,4	141,0
$20 < P \leq 200$	141,0	162,6	145,2	159,0	131,3
$P > 200$	129,9	148,0	133,7	146,4	122,7

	Tariffe base [€/MWh] 01/01/2019 - 31/12/2021				
Potenza nominale impianto [kW]	Lampedusa Linosa Pantelleria	Alicudi Filicudi Marettimo Panarea Salina Stromboli	Levanzo Lipari Ustica Vulcano	Capraia Capri Giglio Ponza Tremiti Ventotene	Favignana
$0,5 \leq P \leq 6$	170,6	197,1	175,6	192,3	158,4
$6 < P \leq 20$	155,5	180,7	160,1	175,3	144,0
$20 < P \leq 200$	144,2	166,4	148,4	162,6	134,1
$P > 200$	132,8	151,4	136,7	149,7	125,3

Valori attribuiti all'energia elettrica prodotta e istantaneamente consumata in sito valevoli per gli anni dal 2018 al 2020:

- anno 2018, valore attribuito all'energia elettrica prodotta e istantaneamente consumata in sito pari a 101,46 €/MWh;
- anno 2019, valore attribuito all'energia elettrica prodotta e istantaneamente consumata in sito pari a 104,86 €/MWh;
- anno 2020, valore attribuito all'energia elettrica prodotta e istantaneamente consumata in sito pari a 105,60 €/MWh.

9.2 Quadro normativo relativo agli incentivi previsti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili

In Italia, come già evidenziato nel capitolo 1, convivono molteplici meccanismi di incentivazione per gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili. In particolare:

- tariffe incentivanti omnicomprensive (*feed in tariff*) CIP 6 per l'energia elettrica immessa in rete da impianti alimentati da fonti rinnovabili o assimilate che hanno ottenuto tale diritto;
- sistema sostitutivo dei certificati verdi (CV), consistente in un *feed in premium* per l'energia elettrica prodotta netta fino al termine del periodo di diritto inizialmente definito per i CV;
- tariffe incentivanti omnicomprensive (*feed in tariff*) per l'energia elettrica immessa in rete da impianti alimentati da fonte rinnovabile, a esclusione degli impianti alimentati da fonte solare, di potenza fino a 1 MW (200 kW per l'eolico) entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2012[93];
- sistema di conto energia (*feed in premium*) per l'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici entrati in esercizio fino al 26 agosto 2012;
- tariffe incentivanti per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti fotovoltaici entrati in esercizio dal 27 agosto 2012 e fino al 6 luglio 2013 (attualmente non è più possibile accedere a tali tariffe per impianti di nuova realizzazione): tali tariffe incentivanti trovano applicazione in modalità *feed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 1 MW e in modalità *feed in premium* nel caso degli altri impianti. È anche previsto un premio per l'energia elettrica netta prodotta e istantaneamente consumata in sito;
- tariffe incentivanti per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti alimentati da fonte rinnovabile, a esclusione degli impianti alimentati da fonte solare, entrati in esercizio dal 1 gennaio 2013: tali tariffe incentivanti trovano applicazione in modalità *feed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 1 MW e in modalità *feed in premium* nel caso degli altri impianti. Queste ultime tariffe incentivanti sono state oggetto di revisione nell'anno 2016: in particolare, il decreto interministeriale 23 giugno 2016 ha stabilito, oltre a una revisione di tali tariffe, anche la riduzione della taglia limite per l'accesso alle modalità *feed in tariff* da 1 MW a 500 kW;
- tariffe incentivanti per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti alimentati fonti rinnovabili eolica, idraulica, gas residuati dai processi di depurazione e solare fotovoltaica e tariffe premio per l'energia elettrica prodotta dai medesimi impianti e autoconsumata, entrati in esercizio secondo le disposizioni previste dal decreto interministeriale 4 luglio 2019: tali tariffe incentivanti trovano applicazione in modalità *feed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 250 MW e in modalità *feed in premium* nel caso degli altri impianti.

Successivamente sono stati definiti i cd. spalmaincentivi di cui al decreto-legge n. 145/13 in relazione agli impianti diversi dai fotovoltaici e al decreto-legge n. 91/14 in relazione agli impianti fotovoltaici.

A questi strumenti incentivanti si aggiungono anche contributi a fondo perduto (a livello locale) o detrazioni fiscali per alcune fonti rinnovabili.

Le tabelle 9.1, 9.2, 9.3 e 9.4, estendendo la tabella 1.2 (si veda il capitolo 1), sintetizzano le modalità di accesso alla rete, di cessione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e gli incentivi previsti nel caso degli impianti alimentati da fonti rinnovabili (a eccezione del provvedimento CIP 6), in funzione della data di entrata in esercizio. Per ulteriori approfondimenti si rimanda al sito internet del GSE.

In relazione ai costi indotti dai meccanismi d'incentivazione precedentemente menzionati, si rimanda alle relazioni e alle segnalazioni periodiche dell'Autorità al Governo e al Parlamento.

[93] A eccezione di quanto previsto dall'articolo 30 del decreto interministeriale 6 luglio 2012 che ha previsto eccezioni in relazione alla data ultima di entrata in esercizio.

Accesso alla rete e modalità di cessione dell'energia elettrica prodotta e immessa e incentivi previsti per impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio fino al 26 agosto 2012 (se fotovoltaici) o fino al 31 dicembre 2012 (se alimentati da altre fonti rinnovabili)*

	Accesso alla rete e modalità di cessione dell'energia elettrica immessa				Incentivi		Totale
	Modalità di cessione	**Quali impianti**	**Delibere di riferimento**	**Contratti da siglare**	**Tipo di incentivi**	**Quali tipologie impiantistiche****	**Ricavi per il produttore**
1	***Libero mercato (partecipazione diretta in Borsa o tramite trader)***	Tutti	Deliberazione n. 111/06 (dispacciamento e registrazione contratti di compravendita) Deliberazione 654/2015/R/eel (Allegato A, trasporto)	Dispacciamento in immissione con Terna + Compravendita con la propria controparte (altro operatore di mercato o piattaforma organizzata) + Regolazione trasporto con Terna o impresa distributrice per impianti connessi in MT o BT	Certificati verdi e relativi sostituti	Tutte, ad eccezione della fonte solare	Vendita + incentivo
					Feed in premium	Solare fotovoltaico	
2	***Ritiro dedicato, secondo modalità e condizioni economiche definite dall'Autorità***	Di potenza < 10 MVA o di potenza qualsiasi se alimentati da fonti rinnovabili non programmabili	Deliberazione n. 280/07	Unica convenzione con il GSE che comprende anche il dispacciamento in immissione e il trasporto dell'energia elettrica immessa	Certificati verdi e relativi sostituti	Tutte, ad eccezione della fonte solare, di potenza < 10 MVA o di potenza qualsiasi se alimentati da fonti rinnovabili non programmabili	Vendita + incentivo
					Feed in premium	Solare fotovoltaico	
3	***Ritiro a tariffa fissa onnicomprensiva, secondo modalità definite dall'Autorità e a condizioni economiche definite per legge***	Alimentati da fonte eolica fino a 200 kW; alimentati dalle altre fonti rinnovabili, ad eccezione della solare, fino a 1 MW	Deliberazione ARG/elt 1/09	Unica convenzione con il GSE inclusiva di tutto, compresi gli incentivi	*Feed in tariff*	Tutte, ad eccezione della fonte solare, di potenza fino a 1 MW e nel caso della fonte eolica di potenza fino a 200 kW	Vendita (a un prezzo che già include l'incentivo)
4	***Scambio sul posto***	Di potenza fino a 20 kW, e di potenza maggiore a 20 kW e fino a 200 kW se entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007	Deliberazione 570/2012/R/efr	Contratto di scambio con il GSE dall'1 gennaio 2009 relativo all'energia elettrica immessa e allo scambio sul posto	Certificati verdi e relativi sostituti	Tutte, ad eccezione della fonte solare, di potenza fino a 20 kW, e di potenza maggiore a 20 kW fino a 200 kW se entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007	Erogazione del contributo in conto scambio + liquidazione di eventuali crediti residui + incentivo
					Feed in premium	Solare di potenza fino a 20 kW, e di potenza maggiore a 20 kW fino a 200 kW se entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007	

* Ad eccezione delle deroghe previste dalle normative vigenti. La presente tabella esclude la connessione e la misura
** Nel caso degli impianti ibridi gli incentivi si riferiscono alla sola energia elettrica imputabile alle fonti rinnovabili

- tabella 9.1 -

Accesso alla rete e modalità di cessione dell'energia elettrica prodotta e immessa e incentivi previsti per impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio dal 27 agosto 2012 (se fotovoltaici) o dal 1 gennaio 2013 (se alimentati da altre fonti rinnovabili)*

	Accesso alla rete e modalità di cessione dell'energia elettrica immessa				Incentivi		Totale
	Modalità di cessione	Quali impianti	Delibere di riferimento	Contratti da siglare	Tipo di incentivi	Quali tipologie impiantistiche**	Ricavi per il produttore
1	***Libero mercato (partecipazione diretta in Borsa o tramite trader)***	Tutti	Deliberazione n. 111/06 (dispacciamento e registrazione contratti di compravendita) Deliberazione 654/2015/R/eel (Allegato A, trasporto)	Dispacciamento in immissione con Terna + Compravendita con la propria controparte (altro operatore di mercato o piattaforma organizzata) + Regolazione trasporto con Terna o impresa distributrice per impianti connessi in MT o BT	*Feed in premium*	Impianti fotovoltaici di potenza superiore a 1 MW (qualora si acceda agli incentivi previsti dai D.M. 5 luglio 2012 - gli impianti fotovoltaici entrati in esercizio dal 6 luglio 2013 non possono più accedere agli incentivi dal D.M. 5 luglio 2012) Impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse dalla fonte solare di potenza superiore a 1 MW (qualora si acceda agli incentivi previsti dal D.M. 6 luglio 2012) Impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse dalla fonte solare di potenza superiore a 500 kW (qualora si acceda agli incentivi previsti dal D.M. 23 giugno 2016) Impianti alimentati da fonti rinnovabili eolica, idraulica, gas residuati dai processi di depurazione e solare fotovoltaica di potenza superiore a 250 kW (qualora si acceda agli incentivi previsti dal D.M. 4 luglio 2019)	Vendita + incentivo
2	***Ritiro dedicato, secondo modalità e condizioni economiche definite dall'Autorità***	Di potenza < 10 MVA o di potenza qualsiasi se alimentati da fonti rinnovabili non programmabili	Deliberazione n. 280/07	Unica convenzione con il GSE che comprende anche il dispacciamento in immissione e il trasporto dell'energia elettrica immessa	Nessuno		Vendita
3	***Ritiro a tariffa fissa onnicomprensiva, secondo modalità definite dall'Autorità e a condizioni economiche definite per legge***	Tutti di potenza - fino a 1 MW (qualora si acceda agli incentivi previsti dai D.M. 5 e 6 luglio 2012) - fino a 500 kW (qualora si acceda agli incentivi previsti dal D.M. 23 giugno 2016) - fino a 250 kW (qualora si acceda agli incentivi previsti dal D.M. 4 luglio 2019)	Deliberazione 343/2012/R/efr (qualora si acceda agli incentivi previsti dai D.M. 5 e 6 luglio 2012) Deliberazione 404/2016/R/efr (qualora si acceda agli incentivi previsti dal D.M. 23 giugno 2016) Deliberazione 341/2019/R/efr (qualora si acceda agli incentivi previsti dal D.M. 4 luglio 2019)	Unica convenzione con il GSE inclusiva di tutto, compresi gli incentivi	*Feed in tariff*	Impianti fotovoltaici di potenza fino a 1 MW (qualora si acceda agli incentivi previsti dai D.M. 5 luglio 2012 - gli impianti fotovoltaici entrati in esercizio dal 6 luglio 2013 non possono più accedere agli incentivi dal D.M. 5 luglio 2012) Impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse dalla fonte solare di potenza fino a 1 MW (qualora si acceda agli incentivi previsti dai D.M. 6 luglio 2012) Impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse dalla fonte solare di potenza fino a 500 kW (qualora si acceda agli incentivi previsti dal D.M. 23 giugno 2016) Impianti alimentati da fonti rinnovabili eolica, idraulica, gas residuati dai processi di depurazione e solare fotovoltaica di potenza fino a 250 kW (qualora si acceda agli incentivi previsti dal D.M. 4 luglio 2019)	Vendita (a un prezzo che già include l'incentivo)
4	***Scambio sul posto***	Di potenza fino a 200 kW, e di potenza maggiore a 200 kW e fino a 500 kW se entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2014	Deliberazione 570/2012/R/efr	Contratto di scambio con il GSE relativo all'energia elettrica immessa e allo scambio sul posto	Nessuno		Erogazione del contributo in conto scambio + liquidazione di eventuali crediti residui

* Ad eccezione delle deroghe previste dalle normative vigenti. La presente tabella esclude la connessione e la misura
** Nel caso degli impianti ibridi gli incentivi si riferiscono alla sola energia elettrica imputabile alle fonti rinnovabili

- tabella 9.2 -

Descrizione sintetica degli strumenti incentivanti esistenti in Italia per le fonti rinnovabili per gli impianti entrati in esercizio fino al 26 agosto 2012 (se fotovoltaici) o fino al 31 dicembre 2012 (se alimentati da altre fonti rinnovabili)*

Tipo di incentivo	Riferimento normativo e regolatorio	A quali impianti si applica	Durata del periodo di incentivazione	Quantità di energia incentivata**
Certificati verdi e relativi sostituti	D. lgs. n. 79/99 D. lgs. n. 387/03; D. lgs. n. 28/11 L. n. 244/07 e L. n. 222/07 D.M. 18 dicembre 2008 D.M. 6 luglio 2012 Deliberazioni Autorità: ARG/elt 24/08, ARG/elt 10/09, ARG/elt 3/10, ARG/elt 5/11, 11/2012/R/efr, 17/2013/R/efr, 20/2014/R/efr, 22/2015/R/efr, 29/2016/R/efr, 31/2017/R/efr, 32/2018/R/efr, 16/2019/R/efr e 17/2020/R/efr	Impianti alimentati da fonti rinnovabili e impianti ibridi entrati in esercizio dal 1 aprile 1999	12 anni per gli impianti entrati in esercizio tra il 1 aprile 1999 e il 31 dicembre 2007 15 anni per gli impianti entrati in esercizio dall'1 gennaio 2008	Energia elettrica prodotta netta per gli impianti entrati in esercizio tra il 1 aprile 1999 e il 31 dicembre 2007 energia elettrica prodotta netta moltiplicata per un coefficiente per gli impianti entrati in esercizio dal 1 gennaio 2008
Conto energia (o *feed in premium*) per impianti fotovoltaici	D. lgs. n. 387/03 D.M. 28 luglio 2005 e D.M. 6 febbraio 2006 D.M. 19 febbraio 2007 D.M. 6 agosto 2010 D.M. 5 maggio2011 Deliberazioni Autorità: n. 188/05, n. 90/07, ARG/elt 181/10 e ARG/elt 149/11	Impianti fotovoltaici entrati in esercizio dopo il 30 settembre 2005 e fino al 26 agosto 2012	20 anni	Energia elettrica prodotta
Tariffa fissa onnicomprensiva (o *feed in tariff*)	L. n. 244/07 e L. n. 222/07 D.M. 18 dicembre 2008 Deliberazione Autorità ARG/elt 1/09	Impianti entrati in esercizio dal 1 gennaio 2008 alimentati da fonte eolica di potenza fino a 200 kW e alimentati dalle altre fonti rinnovabili, ad eccezione della solare, di potenza fino a 1 MW	15 anni	Energia elettrica immessa

* Ad eccezione delle deroghe previste dalle normative vigenti

** Nel caso degli impianti ibridi gli incentivi si riferiscono alla sola energia elettrica imputabile alle fonti rinnovabili

- tabella 9.3 -

Descrizione sintetica degli strumenti incentivanti esistenti in Italia per le fonti rinnovabili per gli impianti entrati in esercizio dal 27 agosto 2012 (se fotovoltaici) o dal 1 gennaio 2013 (se alimentati da altre fonti rinnovabili)*

Tipo di incentivo	Riferimento normativo e regolatorio	A quali impianti si applica	Durata del periodo di incentivazione	Quantità di energia incentivata**
Tariffa fissa onnicomprensiva (o *feed in tariff*) e conto energia (o *feed in premium*) sull'energia consumata in sito per impianti fotovoltaici D.M. 5 luglio 2012	D. lgs. n. 28/11 D.M. 5 luglio 2012 Deliberazione Autorità 343/2012/R/efr	Impianti fotovoltaici di potenza fino a 1 MW (gli impianti fotovoltaici entrati in esercizio dal 6 luglio 2013 non possono più accedere agli incentivi)	20 anni	Energia elettrica prodotta netta immessa in rete ed energia elettrica prodotta netta consumata in sito
Conto energia (o *feed in premium*) per impianti fotovoltaici D.M. 5 luglio 2012	D. lgs. n. 28/11 D.M. 5 luglio 2012 Deliberazione Autorità 343/2012/R/efr	Impianti fotovoltaici di potenza superiore a 1 MW (gli impianti fotovoltaici entrati in esercizio dal 6 luglio 2013 non possono più accedere agli incentivi)	20 anni	Energia elettrica prodotta netta immessa in rete ed energia elettrica prodotta netta consumata in sito
Tariffa fissa onnicomprensiva (o *feed in tariff*) per impianti diversi dai solari fotovoltaici D.M. 6 luglio 2012	D. lgs. n. 28/11 D.M. 6 luglio 2012 Deliberazione Autorità 343/2012/R/efr	Impianti alimentati dalle fonti rinnovabili diverse dalla solare, di potenza fino a 1 MW	15 anni per impianti a fonte oceanica (comprese maree e moto ondoso) 25 anni per impianti eolici off-shore e idroelettrici a bacino o serbatoio 20 anni per tutti gli altri impianti di produzione	Energia elettrica prodotta netta immessa in rete
Conto energia (o *feed in premium*) per impianti diversi dai solari fotovoltaici D.M. 6 luglio 2012	D. lgs. n. 28/11 D.M. 6 luglio 2012 Deliberazione Autorità 343/2012/R/efr	Impianti alimentati dalle fonti rinnovabili diverse dalla solare, di potenza superiore a 1 MW	15 anni per impianti a fonte oceanica (comprese maree e moto ondoso) 25 anni per impianti eolici off-shore e idroelettrici a bacino o serbatoio 20 anni per tutti gli altri impianti di produzione	Energia elettrica prodotta netta immessa in rete
Tariffa fissa onnicomprensiva (o *feed in tariff*) per impianti diversi dai solari fotovoltaici D.M. 23 giugno 2016	D. lgs. n. 28/11 D.M. 23 giugno 2016 Deliberazione Autorità 404/2016/R/efr	Impianti alimentati dalle fonti rinnovabili diverse dalla solare fotovoltaica, di potenza fino a 500 kW	15 anni per impianti a fonte oceanica (comprese maree e moto ondoso) 25 anni per impianti idroelettrici a bacino o serbatoio e per impianti solari termodinamici 20 anni per tutti gli altri impianti di produzione	Energia elettrica prodotta netta immessa in rete
Conto energia (o *feed in premium*) per impianti diversi dai solari fotovoltaici D.M. 23 giugno 2016	D. lgs. n. 28/11 D.M. 23 giugno 2016 Deliberazione Autorità 404/2016/R/efr	Impianti alimentati dalle fonti rinnovabili diverse dalla solare fotovoltaica, di potenza superiore a 500 kW	15 anni per impianti a fonte oceanica (comprese maree e moto ondoso) 25 anni per impianti eolici off-shore (> 5 MW), idroelettrici fluente (1 MW - 5 MW) e a bacino o serbatoio (≤ 5 MW), geotermoelettrici (> 1 MW) e solari termodinamici 30 anni per impianti idroelettrici (> 5 MW) 20 anni per tutti gli altri impianti di produzione	Energia elettrica prodotta netta immessa in rete
Tariffa fissa onnicomprensiva (o *feed in tariff*) per impianti alimentati da fonti rinnovabili eolica, idraulica, gas residuati dai processi di depurazione e solare fotovoltaica D.M. 4 luglio 2019	D. lgs. n. 28/11 D.M. 4 luglio 2019 Deliberazione Autorità 341/2019/R/efr	Impianti alimentati da fonti rinnovabili eolica, idraulica, gas residuati dai processi di depurazione e solare fotovoltaica, di potenza fino a 250 kW	20 anni per impianti eolici, idroelettrici ad acqua fluente (compresi gli impianti in acquedotto), a gas residuati dai processi di depurazione e solari fotovoltaici 25 anni per impianti idroelettrici a bacino e a serbatoio	Energia elettrica prodotta netta immessa in rete
Conto energia (o *feed in premium*) per impianti alimentati da fonti rinnovabili eolica, idraulica, gas residuati dai processi di depurazione e solare fotovoltaica D.M. 4 luglio 2019	D. lgs. n. 28/11 D.M. 4 luglio 2019 Deliberazione Autorità 341/2019/R/efr	Impianti alimentati da fonti rinnovabili eolica, idraulica, gas residuati dai processi di depurazione e solare fotovoltaica, di potenza superiore a 250 kW	20 anni per impianti eolici, idroelettrici ad acqua fluente (compresi gli impianti in acquedotto) di potenza fino a 400 kW, a gas residuati dai processi di depurazione e solari fotovoltaici 25 anni per impianti idroelettrici ad acqua fluente (compresi gli impianti in acquedotto) di potenza maggiore di 400 kW e fino a 1.000 kW e idroelettrici a bacino e a serbatoio di potenza fino a 1.000 kW 30 anni per impianti idroelettrici ad acqua fluente (compresi gli impianti in acquedotto) di potenza maggiore o uguale a 1.000 kW e idroelettrici a bacino e a serbatoio di potenza maggiore o uguale a 1.000 kW	Energia elettrica prodotta netta immessa in rete

* Ad eccezione delle deroghe previste dalle normative vigenti

** Nel caso degli impianti ibridi gli incentivi si riferiscono alla sola energia elettrica imputabile alle fonti rinnovabili

- tabella 9.4 -

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA)
Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale
Unità Energia Sostenibile, Efficienza e Fonti Rinnovabili
Piazza Cavour, n. 5
20121 Milano

info@arera.it
www.arera.it
Tel: 02-65565 290/608
Fax: 02-65565 265