

Testo coordinato con le integrazioni e modifiche apportate dalla deliberazione 329/2022/R/EEL

**DELIBERAZIONE 22 MARZO 2022
121/2022/R/EEL**

**AVVII DI PROCEDIMENTI PER L'IMPLEMENTAZIONE DELLE DISPOSIZIONI PREVISTE DAL
DECRETO LEGISLATIVO 210/2021 DIVERSE DA QUELLE INERENTI ALL'AUTOCONSUMO E
ALLE INFRASTRUTTURE DI RICARICA DEI VEICOLI ELETTRICI**

L'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI E AMBIENTE

Nella 1197^a riunione del 22 marzo 2022

VISTI:

- la direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio del 11 dicembre 2018 (di seguito: direttiva 2018/2001);
- la direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 (di seguito: direttiva 2019/944);
- il regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 (di seguito: regolamento 2019/943);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 24 dicembre 2007, n. 244;
- la legge 23 luglio 2009, n. 99;
- la legge 14 agosto 2017, n. 124 (di seguito: legge 124/17);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo 79/99);
- il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387;
- il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 (di seguito: decreto legislativo 28/11);
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93;
- il decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102;
- il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199 (di seguito: decreto legislativo 199/21);
- il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210 (di seguito: decreto legislativo 210/21);
- la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08 e il relativo Allegato A, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TICA);
- la deliberazione dell'Autorità 4 agosto 2010, ARG/elt 125/10;

- la deliberazione dell’Autorità 22 giugno 2015, 296/2015/R/com (di seguito: deliberazione 296/2015/R/com) e il relativo Allegato A, e successive modifiche e integrazioni;
- la deliberazione dell’Autorità 30 luglio 2015, 393/2015/R/eel (di seguito: deliberazione 393/2015/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 8 marzo 2016, 87/2016/R/eel (di seguito: deliberazione 87/2016/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 25 gennaio 2018, 31/2018/R/eel (di seguito: deliberazione 31/2018/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 1 febbraio 2018, 51/2018/R/com (di seguito: deliberazione 51/2018/R/com);
- la deliberazione dell’Autorità 8 marzo 2018, 129/2018/R/eel (di seguito: deliberazione 129/2018/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 20 dicembre 2018, 699/2018/R/eel (di seguito: deliberazione 699/2018/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 16 luglio 2019, 306/2019/R/eel (di seguito: deliberazione 306/2019/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 26 settembre 2019, 396/2019/R/eel (di seguito: deliberazione 396/2019/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2019, 567/2019/R/eel (di seguito: deliberazione 567/2019/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2019, 568/2019/R/eel (di seguito: deliberazione 568/2019/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 27 ottobre 2020, 426/2020/R/com (di seguito: deliberazione 426/2020/R/com);
- la deliberazione dell’Autorità 15 dicembre 2020, 549/2020/R/com (di seguito: deliberazione 549/2020/R/com);
- la deliberazione dell’Autorità 16 marzo 2021, 105/2021/R/eel (di seguito: deliberazione 105/2021/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 16 marzo 2021, 106/2021/R/eel (di seguito: deliberazione 106/2021/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 8 giugno 2021, 242/2021/R/com (di seguito: deliberazione 242/2021/R/com);
- la deliberazione dell’Autorità 13 gennaio 2022, 2/2022/A, recante il Quadro strategico 2022-2025 (di seguito: Quadro strategico 2022-2025 dell’Autorità);
- la deliberazione dell’Autorità 22 marzo 2022, 120/2022/R/eel (di seguito: deliberazione 120/2022/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 22 marzo 2022, 115/2022/R/eel (di seguito: deliberazione 122/2022/R/eel);
- il Testo integrato delle disposizioni in materia di fatturazione del servizio di vendita al dettaglio per i clienti di energia elettrica e gas naturale, approvato con la deliberazione 4 agosto 2017, 463/2016/R/com e successivamente modificato e integrato (di seguito: TIF);

- il Testo integrato della regolazione della qualità commerciale dei servizi di vendita di energia elettrica e gas naturale, approvato con la deliberazione 21 luglio 2016, 413/2016/R/com e successivamente modificato e integrato (di seguito: TIQV);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 21 settembre 2017, 645/2017/R/eel (di seguito: documento per la consultazione 645/2017/R/eel);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 14 dicembre 2021, 579/2021/R/com (di seguito: documento per la consultazione 579/2021/R/com).

CONSIDERATO CHE:

- con la deliberazione 120/2022/R/eel, l’Autorità ha avviato un procedimento per l’implementazione delle disposizioni previste dai decreti legislativi 199/21 e 210/21 in materia di autoconsumo, al fine di gestire tali tematiche presenti in entrambi i decreti legislativi in modo coordinato, adottando scelte regolatorie il più possibile uniformi;
- con la deliberazione 115/2022/R/eel, l’Autorità ha avviato un procedimento per l’implementazione delle disposizioni previste dal decreto legislativo 199/21 e dal decreto legislativo 210/21 in materia di infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici;
- escludendo le parti attinenti all’autoconsumo e alle infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici, il decreto legislativo 210/21, tramite il quale viene recepita la direttiva 2019/944, introduce una serie di norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica, attribuendo all’Autorità nuovi compiti di natura sia regolatoria, che propositivi e consultivi;
- più in dettaglio, con riferimento ai diritti dei clienti finali, promozione del loro ruolo attivo e tutela dei clienti vulnerabili, il decreto legislativo 210/21 prevede che l’Autorità:
 - stabilisca le misure necessarie al fine di rendere effettivi i diritti contrattuali dei clienti finali di cui all’articolo 5 relativi, tra l’altro, al contenuto minimo della documentazione da mettere a disposizione dei clienti nella fase pre-contrattuale e contrattuale (commi 3, 4, 7 e 9), alle informazioni in caso di variazione unilaterale o evoluzioni automatiche dei contratti e al relativo diritto del cliente di recedere entro un termine dalla comunicazione (commi 5 e 6), all’offerta ai clienti di diversi metodi di pagamento (comma 8), al diritto che i reclami vengano gestiti in modo equo e rapido (comma 10), al diritto di essere informati sui diritti imposti dall’obbligo di servizio universale sui fornitori e sulle misure alternative alla disconnessione del servizio (commi 11 e 12), nonché al diritto di ricevere una fattura di chiusura entro 6 settimane dal cambio del fornitore (comma 13);
 - stabilisca le misure tecniche e di dettaglio necessarie al diritto di ricevere dai propri fornitori bollette e informazioni di fatturazione accurate, facilmente comprensibili, chiare, concise, di facile consultazione e idonee a facilitare confronti le offerte di altri fornitori (articolo 6 e Allegato I);
 - stabilisca le modalità con cui il Gestore dei servizi energetici, in raccordo con gli strumenti di confronto delle offerte, rende disponibile ai clienti finali uno

- strumento di comparabilità delle informazioni sulla composizione del mix di fonti energetiche utilizzate per la produzione di energia elettrica fornita dalle imprese di vendita (comma 5 dell'articolo 6);
- adottati, con uno o più interventi, le modifiche regolatorie funzionali a permettere che i clienti, singoli o aggregati, possano cambiare il proprio fornitore nel più breve tempo possibile e, comunque, entro un termine massimo di tre settimane dalla data di ricevimento della richiesta nonché, al più tardi a far data dall'1 gennaio 2026, entro ventiquattro ore dalla richiesta (commi 1 e 3 dell'articolo 7);
 - assicuri l'attuazione delle disposizioni di cui all'articolo 7 in termini di possibilità dei fornitori di imporre ai propri clienti, singoli o aggregati, il pagamento di una somma di denaro in caso di recesso anticipato da un contratto di fornitura a tempo determinato o a prezzo fisso (comma 5) e di misure volte a contrastare comportamenti opportunistici di cambio del fornitore da parte dei clienti finali morosi (comma 7);
 - relativamente a quanto previsto ai sensi dell'articolo 8 in tema di obbligo dei fornitori con più di 200.000 clienti finali di concludere, su espressa richiesta dei clienti finali che dispongono di un misuratore intelligente, un contratto con prezzo dinamico dell'energia elettrica, rafforzi gli strumenti per la tutela dei clienti finali che stipulano i suddetti contratti (comma 3), effettui uno specifico monitoraggio circa la diffusione e lo sviluppo dei suddetti contratti (comma 4) e adotti, tenuto conto dei risultati dell'attività di monitoraggio, uno o più provvedimenti al fine di orientare la graduale tariffazione delle componenti dei contratti di fornitura diverse dall'energia elettrica secondo una logica dinamica, con contestuale riduzione delle quote fisse (comma 5);
 - al fine di assicurare la confrontabilità e la trasparenza delle offerte, assicuri che il portale informatico per la raccolta e la pubblicazione delle offerte nel mercato di vendita al dettaglio di energia elettrica e gas di cui all'articolo 1, comma 61, della legge 124/17, sia conforme ai requisiti di cui all'articolo 10;
 - definisca le condizioni di erogazione ai clienti vulnerabili ai sensi di quanto previsto all'articolo 11;
 - definisca in via transitoria e comunque fino al 31 dicembre 2025, un indice di riferimento mensile del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso (comma 3 articolo 11);
 - con riferimento alla misura dell'energia elettrica, l'articolo 9 prevede che l'Autorità:
 - fissi i requisiti funzionali e tecnici minimi dei sistemi di misurazione intelligenti, assicurandone la piena interoperabilità, in particolare con i sistemi di gestione dell'energia dei consumatori e con le reti intelligenti, nonché la capacità di fornire informazioni per i sistemi di gestione energetica dei clienti finali (comma 1);
 - fissi le modalità di contribuzione dei clienti finali ai costi connessi all'introduzione di sistemi di misurazione intelligenti, in modo trasparente e non discriminatorio, tenendo conto dei benefici a lungo termine per l'intera filiera. L'Autorità è altresì tenuta a verificare con cadenza regolare gli eventuali benefici

- conseguiti dai consumatori a seguito dell'introduzione dei sistemi di misurazione intelligenti (comma 2);
- elaborare e pubblicare un calendario degli interventi di realizzazione e di sostituzione e ammodernamento dei sistemi di misurazione intelligenti, (comma 4);
 - con riferimento ai contratti di aggregazione e gestione della domanda attraverso l'aggregazione, l'articolo 12, comma 6, prevede che l'Autorità definisca le regole tecniche, anche in tema di carichi aggregati, e le regole di dettaglio per la partecipazione al mercato interno dell'energia elettrica dei soggetti coinvolti in un'aggregazione nella gestione della domanda di energia elettrica;
 - con riferimento alla formazione dei prezzi nei mercati dell'energia elettrica, l'articolo 13, comma 1, prevede che l'Autorità abbia un ruolo consultivo nei confronti del Ministro della Transizione Ecologica in merito alle condizioni e ai criteri per il passaggio, nell'ambito del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, dall'applicazione di un prezzo unico nazionale ai clienti finali (PUN) all'applicazione di prezzi zionali definiti in base agli andamenti del mercato, ferma restando l'esigenza di salvaguardare il calcolo, da parte del GME, di un prezzo di riferimento dell'energia elettrica scambiata nell'ambito del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, in continuità con il calcolo del prezzo unico nazionale, onde favorire lo sviluppo e la trasparenza dei mercati;
 - con riferimento all'accesso ai sistemi di trasmissione e di distribuzione e linee dirette, l'articolo 15 prevede che:
 - l'accesso ai sistemi di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica avvenga sulla base di tariffe pubbliche, praticabili per ogni tipologia di cliente e applicate dai gestori dei sistemi di trasmissione e di distribuzione in maniera obiettiva e non discriminatoria. Tali tariffe e le relative metodologie di calcolo devono essere approvate dall'Autorità, anteriormente alla loro applicazione, secondo le procedure stabilite dall'Autorità medesima. Le tariffe e le modalità di calcolo approvate sono pubblicate in un'apposita sezione del sito web dell'Autorità e le modalità di calcolo sono pubblicate almeno quindici giorni prima della loro concreta applicazione (comma 2);
 - l'Autorità disciplini i criteri oggettivi che possono portare al rifiuto all'accesso per mancanza della capacità necessaria. Gli stessi devono essere pubblicati in un'apposita sezione del sito web. In ogni caso, i clienti finali la cui richiesta di accesso al sistema di trasmissione o di distribuzione dell'energia elettrica sia stata rigettata possono accedere alla procedura stragiudiziale di risoluzione delle controversie disciplinate dall'Autorità (comma 3);
 - i clienti finali, singoli, aggregati o partecipanti a una comunità energetica dei cittadini, nel caso in cui sia stata loro negata la connessione a un sistema di trasmissione o di distribuzione dell'energia elettrica ovvero nel caso in cui abbiano avviato la procedura di risoluzione stragiudiziale della controversia con il gestore del sistema di trasmissione o di distribuzione per un diniego di accesso alla rete, possano richiedere l'autorizzazione alla costruzione di una linea elettrica diretta, al fine di realizzare un collegamento privato fra i predetti clienti

e un'unità di produzione dell'energia elettrica non localizzata presso il sito del cliente finale. L'Autorità è tenuta a dare attuazione a tale disposizione, definendo, in particolare, la documentazione che il gestore del sistema di trasmissione o del sistema di distribuzione deve rilasciare al cliente finale nel caso di diniego dell'accesso da questi richiesto (commi 5 e 7);

- con riferimento allo sviluppo di capacità di stoccaggio, l'articolo 18 prevede che l'Autorità:
 - abbia un ruolo consultivo nei confronti del Ministro della transizione ecologica in merito all'approvazione di una proposta di progressione temporale del fabbisogno di capacità di stoccaggio, articolato per le zone rilevanti della rete di trasmissione, formulata dal Gestore della rete di trasmissione nazionale, in coordinamento con i Gestori delle reti di distribuzione (comma 1);
 - abbia un ruolo consultivo nei confronti del Ministro della transizione ecologica in merito all'approvazione di un piano di realizzazione diretta dei sistemi di accumulo mancanti, formulato dal Gestore della rete di trasmissione nazionale nel caso in cui, a seguito dello svolgimento delle aste, non sia aggiudicato in tutto o in parte il fabbisogno di capacità necessaria (comma 4);
 - definisca i criteri e le condizioni sulla base dei quali il Gestore della rete di trasmissione nazionale, entro i successivi sei mesi, elabori e presenti al Ministro della transizione ecologica, per la relativa approvazione, una proposta di disciplina del sistema di approvvigionamento di sistemi di accumuli tramite aste (comma 6);
 - individui (comma 7):
 - a) i criteri di aggiudicazione della capacità di stoccaggio di energia elettrica, tenendo conto dei costi di investimento, dei costi operativi, delle diverse tecnologie, nonché di una equa remunerazione del capitale investito;
 - b) le modalità di copertura dei costi di approvvigionamento della capacità di stoccaggio, attraverso meccanismi tariffari idonei a minimizzare gli oneri per i consumatori;
 - c) le condizioni e le modalità per lo sviluppo del sistema della capacità di stoccaggio da parte del Gestore della rete di trasmissione nazionale, nel caso in cui i soggetti terzi non abbiano manifestato interesse a sviluppare in tutto o in parte la capacità di stoccaggio necessaria, fermo restando che il Gestore della rete di trasmissione nazionale non può gestire la capacità realizzata;
 - d) le condizioni in base alle quali la capacità di stoccaggio aggiudicata è resa disponibile al mercato attraverso una piattaforma organizzata, nonché i criteri e le condizioni per l'organizzazione e il funzionamento della piattaforma medesima;
 - e) le modalità di utilizzo della capacità di stoccaggio da parte degli operatori di mercato, anche attraverso gli aggregatori;
 - f) le modalità per il monitoraggio degli effetti del sistema di approvvigionamento sopra descritto sul sistema e sui mercati, anche in relazione all'obiettivo di integrazione delle fonti rinnovabili;

- abbia un ruolo consultivo nei confronti del Ministro della transizione ecologica in merito all'approvazione di una proposta, formulata dal Gestore dei mercati energetici, per l'organizzazione e la gestione della piattaforma di cui al punto precedente, tenendo conto dei requisiti tecnici e dei vincoli definiti dal Gestore della rete di trasmissione nazionale (comma 8);
- con riferimento agli obblighi di servizio pubblico per le imprese elettriche di produzione, l'articolo 20 prevede che l'Autorità abbia un ruolo consultivo nei confronti del Ministro della transizione ecologica in merito alla disciplina dei procedimenti di autorizzazione per la messa fuori servizio degli impianti, o parti di essi, di produzione di energia elettrica e di accumulo di energia;
- con riferimento alle funzioni e responsabilità del Gestore della rete di trasmissione, l'articolo 22 prevede che l'Autorità:
 - abbia un ruolo di vigilanza e controllo nei confronti del Gestore della rete di trasmissione nazionale in merito alla digitalizzazione dei propri sistemi di trasmissione e alla gestione dei dati, alla cybersicurezza e alla protezione dei dati (comma 1);
 - verifichi e approvi (comma 1):
 - a) i requisiti tecnici per la fornitura dei servizi di bilanciamento;
 - b) le specifiche tecniche per i servizi ancillari non relativi alla frequenza e gli standard dei prodotti di mercato necessari per la fornitura di tali servizi;
 - c) procedure trasparenti ed efficienti per la connessione di nuovi impianti di generazione e di nuovi impianti di stoccaggio di energia elettrica, senza discriminazioni, tenendo conto che la capacità di connessione garantita può essere limitata e possono essere offerte connessioni soggette a limitazioni operative, definiti dal Gestore della rete di trasmissione nazionale;
 - verifichi la coerenza del piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione, oltre che con i fabbisogni individuati nell'ambito della procedura di consultazione pubblica, anche con il piano decennale di sviluppo della rete dell'Unione europea di cui all'articolo 30, paragrafo 1, lettera b), del regolamento 2019/943 (comma 4);
 - valuti la coerenza del piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione con il piano nazionale per l'energia e il clima e possa richiedere al gestore della rete di trasmissione nazionale di modificare il piano decennale presentato (comma 4);
 - avvii una nuova certificazione di Terna se si verificano alcune condizioni specificate ai commi 6 e 7 del medesimo articolo;
- con riferimento alle funzioni e responsabilità dei gestori delle reti di distribuzione, l'articolo 23 prevede che l'Autorità:
 - disciplini (comma 3):
 - a) le modalità con cui i medesimi gestori cooperano con il Gestore della rete di trasmissione, al fine di ampliare, secondo criteri di efficienza e sicurezza per il sistema, la partecipazione dei soggetti dotati di impianti di generazione, di consumo e di stoccaggio connessi alle reti di distribuzione

- da essi gestite, anche attraverso gli aggregatori, ai mercati dell'energia, dei servizi ancillari e dei servizi di bilanciamento;
- b) le modalità con cui è avviata la sperimentazione di un sistema di auto-dispacciamento a livello locale, attraverso un sistema di premi e penalità che stimoli produttori e consumatori di energia elettrica a bilanciare le proprie posizioni compensando i consumi con le produzioni locali, nel rispetto dei vincoli di sicurezza della rete;
 - c) disciplini le modalità di approvvigionamento da parte dei medesimi gestori, in coordinamento con il Gestore della rete di trasmissione, dei servizi necessari per il funzionamento efficiente, affidabile e sicuro delle reti di distribuzione;
- definisca le modalità sulla base delle quali i gestori delle reti di distribuzione elaborano e presentano al Ministero della transizione ecologica e all'Autorità stessa, con cadenza biennale, un piano di sviluppo della rete di competenza con un orizzonte temporale almeno quinquennale (comma 5). Allo scopo, il medesimo comma evidenzia una serie di elementi che devono essere presenti nel piano di sviluppo;
 - definisca le regole tecniche e puntuali necessarie al fine di agevolare la connessione dei punti di ricarica, siano essi ad accesso pubblico ovvero privati, alla rete di distribuzione dell'energia elettrica (comma 6);
- con riferimento alle funzioni e ai compiti dell'Autorità, l'articolo 24 aggiorna le previgenti disposizioni di cui agli articoli 42 e 43 del decreto legislativo 93/11 e riporta una serie di adempimenti tratti dalla direttiva 2019/944 o dal regolamento 2019/943, ivi incluse attività di monitoraggio, rendicontazione o verifica. Tra le disposizioni di cui all'articolo 24 del decreto legislativo 210/21, figurano:
 - la disciplina della deroga all'obbligo di ridispacciamento degli impianti di generazione in base al criterio di mercato, di cui all'articolo 13, paragrafo 3, del regolamento 2019/943;
 - il monitoraggio e la valutazione delle prestazioni dei gestori dei sistemi di trasmissione e distribuzione in relazione allo sviluppo di una rete intelligente;
 - l'obbligo per l'Autorità di assicurare che ai gestori dei sistemi siano offerti incentivi adeguati a promuovere l'integrazione del mercato;
 - le attività di verifica, in coordinamento con le altre autorità di regolazione interessate, degli adempimenti dei centri di coordinamento regionale e di riconoscimento a Terna dei relativi costi, purché ragionevoli e appropriati;
 - il compito di garantire che i gestori dei sistemi di trasmissione e i gestori dei sistemi di distribuzione e, se necessario, i proprietari dei rispettivi sistemi, nonché qualsiasi impresa elettrica o di gas naturale o altro partecipante al mercato dell'energia, ottemperino agli obblighi che ad essi incombono ai sensi del decreto legislativo 210/21 stesso e della legislazione nazionale vigente, dei regolamenti 2019/943 e 2009/715, dei codici di rete e degli orientamenti adottati a norma degli articoli 58, 60 e 61 del regolamento 2019/943, nonché di tutte le altre disposizioni di diritto dell'Unione europea, anche per quanto riguarda le

- questioni transfrontaliere, nonché in forza delle decisioni dell’Agenzia per la cooperazione tra i regolatori nazionali dell’energia (ACER);
- con riferimento alle procedure di esenzione per nuovi interconnettori tra Stati membri dell’Unione Europea, l’articolo 26 attribuisce all’Autorità la competenza in merito alle richieste di esenzione, ovvero di modifica di un’esenzione già concessa, dal diritto di accesso dei terzi alle nuove linee elettriche di interconnessione con i sistemi elettrici degli Stati membri, ai sensi dell’articolo 63 del regolamento 2019/943.

CONSIDERATO CHE:

- l’Autorità ha già adottato una serie di provvedimenti finalizzati a rendere effettivi i diritti contrattuali dei clienti finali previsti dall’articolo 5 del decreto legislativo 210/21; in particolare:
 - la deliberazione 426/2020/R/com ha adeguato le disposizioni del Codice di condotta commerciale in tema di contenuto minimo della documentazione da mettere a disposizione dei clienti finali nella fase pre-contrattuale e contrattuale e con riferimento alle informazioni in caso di variazione unilaterale o evoluzioni automatiche dei contratti, già recependo quanto previsto ai commi 5 e 6, quest’ultimo ad eccezione del dettaglio delle modalità con cui il cliente può esercitare il recesso, del citato articolo 5;
 - il TIQV definisce la disciplina relativa alla gestione dei reclami, stabilendo tra l’altro i tempi di risposta e il contenuto minimo della risposta motivata ai reclami, in linea con quanto previsto dal comma 9 dell’articolo 5;
 - il TIF definisce disposizioni in tema di emissione e frequenza delle bollette già prevedendo che la bolletta di chiusura debba essere recapitata entro 6 settimane, in linea con quanto previsto dal comma 13;
- relativamente alle disposizioni in tema di bolletta e informazioni di fatturazione di cui all’articolo 6 del decreto legislativo 210/21, con la deliberazione 549/2020/R/com l’Autorità ha avviato un procedimento finalizzato ad aggiornare la disciplina della Bolletta 2.0 che, dal gennaio 2016, stabilisce i criteri per la trasparenza delle bollette per i consumi di energia elettrica e/o di gas; in tale ambito l’Autorità:
 - con la deliberazione 242/2021/R/com, ha disposto i primi interventi per l’aggiornamento della bolletta e delle sue modalità di consegna, istituendo al contempo un apposito Tavolo tecnico, mediante il quale condurre un confronto con tutti i soggetti interessati alla revisione organica della bolletta, che comprenderà, altresì, gli affinamenti necessari per rendere pienamente coerente la regolazione ivi prevista con le disposizioni contenute nel sopra richiamato articolo 6 e al relativo Allegato I;
 - con il documento per la consultazione 579/2021/R/com, ha illustrato gli orientamenti finali finalizzati a rendere disponibili nella bolletta a ciascun cliente finale informazioni coerenti con quanto già disciplinato in vista del superamento delle tutele di prezzo, nonché a integrare il suo contenuto informativo con elementi funzionali alla maggiore consapevolezza, alla riscontrabilità e alla confrontabilità;

- con riferimento alla confrontabilità e la trasparenza delle offerte di cui all'articolo 10 del decreto legislativo 210/21, con la deliberazione 51/2018/R/com l'Autorità ha definito la disciplina per la realizzazione e la gestione del Portale per la pubblicazione delle offerte rivolte ai clienti finali domestici e alle piccole e medie imprese nei mercati al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale, previsto all'articolo 1, comma 61 della legge 124/17, stabilendo tra l'altro requisiti di funzionalità che risultano già conformi ai requisiti di cui al citato articolo 10;
- con riferimento alla misura, l'Autorità ha già adottato una serie di provvedimenti finalizzati all'installazione, da parte dei gestori delle reti di distribuzione, di *smart metering* di seconda generazione (2G) per la misura dell'energia elettrica in bassa tensione, tra cui le deliberazioni 87/2016/R/eel, 306/2019/R/eel, 105/2021/R/eel e 106/2021/R/eel;
- l'Autorità ha già adottato provvedimenti finalizzati a offrire incentivi per l'integrazione del mercato, tra cui le deliberazioni 129/2018/R/eel, 699/2018/R/eel e 567/2019/R/eel;
- con la deliberazione 393/2015/R/eel, l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato alla riforma organica della regolazione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica. Nell'ambito di tale procedimento sono già state adottate disposizioni, seppur aventi carattere sperimentale, finalizzate anche alla revisione delle modalità di approvvigionamento dei servizi ancillari nonché all'innovazione del ruolo dei gestori delle reti di distribuzione.

CONSIDERATO CHE:

- il comma 4.6 del TICA dispone che le imprese distributrici di energia elettrica con almeno 100.000 clienti, entro il 30 giugno di ogni anno, pubblicano e trasmettono all'Autorità e al Ministero dello Sviluppo Economico (ora Ministero della Transizione Ecologica) i propri piani per lo sviluppo delle reti;
- l'articolo 14 dell'Allegato A alla deliberazione 296/2015/R/com individua obblighi del gestore indipendente in materia di predisposizione di un piano di sviluppo annuale e pluriennale, definendo alcuni requisiti per tale piano;
- nel documento per la consultazione 645/2017/R/eel, l'Autorità ha indicato che:
 - debba essere disegnato un percorso per arrivare a integrare gli attuali piani di sviluppo, i piani per la resilienza e i piani di rinnovo tecnologico della rete in Piani Integrati di Distribuzione;
 - come *step* intermedio di questo percorso, le imprese distributrici di maggiore dimensione debbano predisporre sezioni relative alla resilienza nell'ambito dei propri Piani di sviluppo, di orizzonte almeno triennale, redatti con sufficienti criteri di omogeneità in particolare per l'esposizione dei benefici e dei costi e la tracciabilità degli interventi effettuati;
 - infine, come successivo *step* si arriverebbe a forme integrate di pianificazione con Piani Integrati di Distribuzione, di orizzonte pluriennale, potenzialmente utili anche in prospettiva della Regolazione per Obiettivi di Spesa e di Servizio (ROSS);

- l’Autorità, con la deliberazione 31/2018/R/eel, ha introdotto direttive per l’integrazione di sezioni relative alla resilienza del sistema elettrico nei piani di sviluppo delle imprese distributrici;
- l’articolo 18, comma 3, del decreto legislativo 28/11, nella versione attualmente vigente, modificata dall’articolo 23, comma 5, del decreto legislativo 210/21, prevede che il gestore della rete di distribuzione alla cui rete sono connessi almeno 100.000 clienti finali elabori, con cadenza biennale, previa consultazione pubblica, un piano di sviluppo della rete di competenza, tenuto conto delle modalità stabilite dall’Autorità entro nove mesi dall’entrata in vigore del decreto legislativo 210/21;
- il medesimo comma dispone che il piano di sviluppo sia predisposto in coordinamento con il gestore della rete di trasmissione ed in coerenza con il piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale;
- la periodicità annuale definita dal comma 4.6 del TICA per i piani di sviluppo delle imprese distributrici con almeno 100.000 clienti risulta non più coerente con la cadenza biennale dei piani di sviluppo delle reti di distribuzione;
- il mantenimento - per l’anno 2022 - della tempistica definita dal medesimo comma 4.6 non è compatibile con i processi richiesti dal decreto legislativo 210/21.

RITENUTO CHE:

- l’implementazione delle disposizioni di cui al decreto legislativo 210/21 inerenti alla bolletta e informazioni di fatturazione (articolo 6 e allegato I) sia già parte integrante del procedimento avviato con la deliberazione 549/2020/R/com;
- l’implementazione delle disposizioni di cui al decreto legislativo 210/21 inerenti alla partecipazione al mercato all’ingrosso dell’energia e al dispacciamento elettrico (articolo 12, comma 6, articolo 22, comma 1, articolo 23, comma 3 e articolo 24, comma 3) sia parte integrante del procedimento avviato con la deliberazione 393/2015/R/eel;
- l’implementazione delle disposizioni di cui al decreto legislativo 210/21 inerenti alla misura elettrica (articolo 9) sia in larga parte già effettuata o in corso di completamento tramite le deliberazioni inerenti, richiamate in precedenza;
- l’implementazione delle disposizioni di cui al decreto legislativo 210/21 inerenti ai clienti vulnerabili (articolo 11) debba essere effettuata separatamente nell’ambito del procedimento avviato con la deliberazione 396/2019/R/eel per l’adozione di provvedimenti diretti alla regolazione del servizio a tutele gradualmente per i clienti finali domestici e le imprese connesse in bassa tensione senza fornitore, all’indomani della cessazione del servizio di maggior tutela, in attuazione dell’articolo 1, comma 60, della legge 124/17; gli interventi sui clienti vulnerabili dovranno infatti essere valutati anche in funzione delle decisioni che saranno assunte per i clienti domestici all’indomani della rimozione della tutela di prezzo;
- non sia necessario avviare uno specifico procedimento per l’implementazione delle disposizioni di cui all’articolo 24 del decreto legislativo 210/21, in quanto esse, ove già non rientrino in procedimenti avviati, sono riconducibili a specificazioni di ruoli già assegnati all’Autorità da disposizioni euro-unitarie o nazionali, con una migliore

esplicitazione di attività (in termini di vigilanza, rendicontazione e monitoraggio) che già rientrano nell'ambito delle generali competenze dell'Autorità;

RITENUTO OPPORTUNO:

- avviare specifici procedimenti per l'implementazione delle disposizioni previste dal decreto legislativo 210/21 per quanto attiene ai ruoli regolatori attribuiti all'Autorità, a eccezione delle disposizioni relative all'autoconsumo e di quelle relative alle infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici, già oggetto di separato procedimento;
- prevedere, più in dettaglio, che siano avviati i seguenti:
 - 1) procedimento relativo ai diritti contrattuali dei clienti e al cambiamento del venditore, con la finalità di:
 - a) implementare le disposizioni inerenti ai diritti contrattuali dei clienti finali, di cui ai commi 6, 8, 11 e 12 dell'articolo 5 nonché ai commi 5 e 7 dell'articolo 7 del decreto legislativo 210/21, nell'ambito dell'obiettivo strategico OS.23, lettera a), del Quadro Strategico 2022-2025 dell'Autorità;
 - b) implementare le disposizioni funzionali a permettere che i clienti, singoli o aggregati, possano cambiare il proprio fornitore nei tempi definiti dai commi 1 e 3 dell'articolo 7 del decreto legislativo 210/21, nell'ambito dell'obiettivo strategico OS.23, lettera b), del Quadro Strategico 2022-2025 dell'Autorità;
 - 2) procedimento relativo alla messa a disposizione delle informazioni sulla composizione del mix di fonti energetiche, con la finalità di:
 - c) implementare le disposizioni funzionali a stabilire le modalità con cui il Gestore dei servizi energetici renda disponibile ai clienti finali uno strumento di comparabilità delle informazioni sulla composizione del mix di fonti energetiche utilizzate per la produzione di energia elettrica fornita dalle imprese di vendita, ai sensi dell'articolo 6, comma 5, del decreto legislativo 210/21, nell'ambito dell'obiettivo strategico OS.23, lettera a), del Quadro Strategico 2022-2025 dell'Autorità;
 - 3) procedimento relativo ai prezzi dinamici, con la finalità di:
 - d) implementare le disposizioni funzionali alla disciplina prevista in tema di prezzi dinamici di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 210/21, nell'ambito dell'obiettivo strategico OS.23, lettera a), del Quadro Strategico 2022-2025 dell'Autorità;
 - 4) procedimento relativo al superamento del prezzo unico nazionale ai clienti finali (PUN), con la finalità di:
 - e) effettuare una ricognizione in merito alle esigenze di adeguamenti regolatori necessari ai fini del passaggio dall'applicazione di un prezzo unico nazionale ai clienti finali (PUN) all'applicazione di prezzi zonali, di cui all'articolo 13, comma 1, del decreto legislativo 210/21, nell'ambito dell'obiettivo strategico OS.21, lettera b), del Quadro Strategico 2022-2025 dell'Autorità;
 - 5) procedimento relativo all'accesso ai sistemi di trasmissione e di distribuzione, con la finalità di:

- f) implementare le disposizioni relative all'accesso ai sistemi di trasmissione e di distribuzione e linee dirette, di cui all'articolo 15 del decreto legislativo 210/21;
- 6) procedimento relativo allo sviluppo della capacità di stoccaggio, con la finalità di:
 - g) implementare le disposizioni funzionali allo sviluppo di capacità di stoccaggio, ai sensi dell'articolo 18 del decreto legislativo 210/21, nell'ambito dell'obiettivo strategico OS.21, lettera c), del Quadro Strategico 2022-2025 dell'Autorità;
- 7) procedimento relativo alle funzioni e responsabilità del Gestore della rete di trasmissione, con la finalità di:
 - h) implementare le disposizioni inerenti alle funzioni e responsabilità del Gestore della rete di trasmissione non già ricomprese nel procedimento avviato con la deliberazione 393/2015/R/eel, di cui all'articolo 22 del decreto legislativo 210/21;
- 8) procedimento relativo alle funzioni e responsabilità dei gestori delle reti di distribuzione e ai relativi piani di sviluppo, con la finalità di:
 - i) implementare le disposizioni inerenti alle funzioni e responsabilità dei gestori delle reti di distribuzione e agli obblighi e poteri dell'Autorità riguardanti i piani di sviluppo, di cui all'articolo 23, comma 5, del decreto legislativo 210/21, in modalità coerenti con lo sviluppo della nuova regolazione delle infrastrutture per obiettivi di spesa e di servizio (OSS) come previsto dall'obiettivo strategico OS.26 del Quadro Strategico 2022-2025 dell'Autorità;
- 9) procedimento relativo alla sperimentazione di un sistema di auto-dispacciamento, con la finalità di:
 - j) avviare la sperimentazione di un sistema di auto-dispacciamento a livello locale di cui all'articolo 23, comma 3, del decreto legislativo 210/21 congiuntamente alla sperimentazione dell'auto-bilanciamento di cui all'articolo 14, comma 10, lettera e), del decreto legislativo 210/21;
- 10) procedimento relativo al rilascio di esenzioni per nuovi interconnettori, con la finalità di:
 - k) definire le modalità attuative del rilascio di esenzioni per nuovi interconnettori, ai sensi dell'articolo 63 del regolamento 2019/943, alla luce della nuova competenza attribuita all'Autorità dal decreto legislativo 210/21 e della preesistente normativa nazionale in materia;
- prevedere che i procedimenti di cui al precedente punto si articolino in una pluralità di provvedimenti, preceduti da idonee consultazioni, dando priorità agli elementi più urgenti ai fini dell'applicazione della regolazione e tenendo conto della necessità di eventuali atti prodromici;
- nominare Responsabile del procedimento, rispettivamente:
 - il Direttore della Direzione Mercati Retail e Tutele dei Consumatori di Energia dell'Autorità, con riferimento ai procedimenti sub 1), 2) e 3), prevedendo altresì che le attività siano svolte, in funzione delle rispettive competenze, con

- il supporto della Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale dell'Autorità per quanto riguarda il procedimento sub 2) e con il supporto della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* dell'Autorità per quanto riguarda il procedimento sub 3);
- il Direttore della Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale dell'Autorità con riferimento ai procedimenti sub 6) e 9), nonché, limitatamente a quanto di competenza, con riferimento ai procedimenti sub 4) e 5);
 - il Responsabile dell'Ufficio Speciale Regolazione Euro-Unitaria dell'Autorità con riferimento al procedimento sub 10), nonché, limitatamente a quanto di competenza, con riferimento al procedimento sub 4);
 - Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* dell'Autorità, con riferimento ai procedimenti sub 7) e 8), nonché, limitatamente a quanto di competenza, con riferimento al procedimento sub 5), prevedendo altresì che le attività siano svolte, in funzione delle rispettive competenze, con il supporto della Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale dell'Autorità per quanto riguarda il procedimento sub 8);
- definire, per ciascun procedimento, tempistiche ordinarie complessive coerenti con le scadenze individuate nel decreto legislativo 210/21 (ove presenti), nonché con il Quadro strategico 2022-2025 dell'Autorità, tenendo altresì conto delle esigenze istruttorie attese;
 - sospendere, per l'anno 2022, la scadenza del 30 giugno definita dal comma 4.6 del TICA per i piani di sviluppo delle reti di distribuzione nelle more della successiva definizione delle tempistiche più opportune, per tenere conto delle nuove disposizioni introdotte dall'articolo 23, comma 5, del decreto legislativo 210/21 e per consentire che la preparazione dei piani tenga opportunamente conto delle informazioni di scenario che saranno rese disponibili da Snam e Terna entro il 31 luglio 2022

DELIBERA

1. di avviare i seguenti procedimenti:
 - 1) procedimento relativo ai diritti contrattuali dei clienti e al cambiamento del venditore, da completare entro il 30 giugno 2024, con la finalità di:
 - a) implementare le disposizioni inerenti ai diritti contrattuali dei clienti finali, di cui ai commi 6, 8, 11 e 12 dell'articolo 5 nonché ai commi 5 e 7 dell'articolo 7 del decreto legislativo 210/21;
 - b) implementare le disposizioni funzionali a permettere che i clienti, singoli o aggregati, possano cambiare il proprio fornitore nei tempi definiti dai commi 1 e 3 dell'articolo 7 del decreto legislativo 210/21;
 - 2) procedimento relativo alla messa a disposizione delle informazioni sulla composizione del mix di fonti energetiche, da completare entro il 31 dicembre 2022, con la finalità di:

- c) implementare le disposizioni funzionali a stabilire le modalità con cui il Gestore dei servizi energetici renda disponibile ai clienti finali uno strumento di comparabilità delle informazioni sulla composizione del mix di fonti energetiche utilizzate per la produzione di energia elettrica fornita dalle imprese di vendita, ai sensi dell'articolo 6, comma 5, del decreto legislativo 210/21;
- 3) procedimento relativo ai prezzi dinamici, da completare entro il 30 giugno 2024, con la finalità di:
 - d) implementare le disposizioni funzionali alla disciplina prevista in tema di prezzi dinamici di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 210/21;
- 4) procedimento relativo al superamento del prezzo unico nazionale ai clienti finali (PUN), da completare entro il 31 dicembre 2022, con la finalità di:
 - e) effettuare una ricognizione in merito alle esigenze di adeguamenti regolatori necessari ai fini del passaggio dall'applicazione di un prezzo unico nazionale ai clienti finali (PUN) all'applicazione di prezzi zonal, di cui all'articolo 13, comma 1, del decreto legislativo 210/21;
- 5) procedimento relativo all'accesso ai sistemi di trasmissione e di distribuzione, da completare entro il 31 ottobre 2022, con la finalità di:
 - f) implementare le disposizioni relative all'accesso ai sistemi di trasmissione e di distribuzione e linee dirette, di cui all'articolo 15 del decreto legislativo 210/21;
- 6) procedimento relativo allo sviluppo della capacità di stoccaggio, da completare entro il 30 settembre 2022, con la finalità di:
 - g) implementare le disposizioni funzionali allo sviluppo di capacità di stoccaggio, ai sensi dell'articolo 18 del decreto legislativo 210/21;
- 7) procedimento relativo alle funzioni e responsabilità del Gestore della rete di trasmissione, da completare entro il 31 dicembre 2022, con la finalità di:
 - h) implementare le disposizioni inerenti alle funzioni e responsabilità del Gestore della rete di trasmissione non già ricomprese nel procedimento avviato con la deliberazione 393/2015/R/eel, di cui all'articolo 22 del decreto legislativo 210/21;
- 8) procedimento relativo alle funzioni e responsabilità dei gestori delle reti di distribuzione e ai relativi piani di sviluppo, da completare entro il 30 settembre 2022, con la finalità di:
 - i) implementare le disposizioni inerenti alle funzioni e responsabilità dei gestori delle reti di distribuzione e agli obblighi e poteri dell'Autorità riguardanti i piani di sviluppo, di cui all'articolo 23, comma 5, del decreto legislativo 210/21, in modalità coerenti con lo sviluppo della nuova regolazione delle infrastrutture per obiettivi di spesa e di servizio (OSS);
- 9) procedimento relativo alla sperimentazione di un sistema di auto-dispacciamento, da completare entro il 31 dicembre 2022, con la finalità di:
 - j) avviare la sperimentazione di un sistema di auto-dispacciamento a livello locale di cui all'articolo 23, comma 3, del decreto legislativo 210/21

- congiuntamente alla sperimentazione dell'auto-bilanciamento di cui all'articolo 14, comma 10, lettera e), del decreto legislativo 210/21;
- 10) procedimento relativo al rilascio di esenzioni per nuovi interconnettori, da completare entro il 31 dicembre 2022, con la finalità di:
- k) definire le modalità attuative del rilascio di esenzioni per nuovi interconnettori, ai sensi dell'articolo 63 del regolamento 2019/943, alla luce della nuova competenza attribuita all'Autorità dal decreto legislativo 210/21 e della preesistente normativa nazionale in materia;
2. di prevedere che i procedimenti di cui al punto 1. si concludano con una pluralità di provvedimenti, preceduti da idonee consultazioni, dando priorità agli elementi più urgenti ai fini dell'applicazione della regolazione e tenendo conto della necessità di eventuali atti prodromici, come puntualizzato in motivazione;
3. di nominare Responsabile del procedimento, rispettivamente:
- il Direttore della Direzione Mercati Retail e Tutele dei Consumatori di Energia dell'Autorità, con riferimento ai procedimenti sub 1), 2) e 3);
 - il Direttore della Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale dell'Autorità con riferimento ai procedimenti sub 6) e 9), nonché, limitatamente a quanto di competenza, con riferimento ai procedimenti sub 4) e 5);
 - il Responsabile dell'Ufficio Speciale Regolazione Euro-Unitaria dell'Autorità con riferimento al procedimento sub 10), nonché, limitatamente a quanto di competenza, con riferimento al procedimento sub 4);
 - Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling dell'Autorità, con riferimento ai procedimenti sub 7) e 8), nonché, limitatamente a quanto di competenza, con riferimento al procedimento sub 5);
4. di prevedere che le disposizioni di cui all'articolo 11 del decreto legislativo 210/21 in tema di clienti vulnerabili siano affrontate nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 396/2019/R/eel;
5. di sospendere, per l'anno 2022, la disposizione del comma 4.6 del TICA in materia di predisposizione da parte delle imprese distributrici di energia elettrica dei piani di sviluppo delle proprie reti di distribuzione;
6. di pubblicare la presente deliberazione nel sito internet dell'Autorità www.arera.it.

22 marzo 2022

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini