

REGOLAZIONE NEL SETTORE DELL'ENERGIA ELETTRICA • Settoriale

Nell'ambito del predetto procedimento, l'Autorità ha pubblicato, nel corso dell'anno 2020, la delibera 11 febbraio 2020, 36/2020/R/eel, e il documento per la consultazione 6 ottobre 2020, 361/2020/R/eel, e ha dato altresì mandato al Comitato elettrotecnico italiano (CEI) di definire i requisiti tecnici che i dispositivi da installare presso gli impianti di produzione rientranti nella generazione distribuita devono possedere ai fini dell'osservabilità, nel rispetto del regolamento SO GL e delle specifiche definite da Terna e verificate dall'Autorità.

Più nel dettaglio, con la delibera 36/2020/R/eel, l'Autorità ha verificato positivamente, con alcune modifiche, le proposte di Terna di revisione del Capitolo 1.B e del Capitolo 3 del Codice di rete, nonché degli allegati A.6, A.7, A.13 e A.65 al medesimo Codice, finalizzate alla definizione dell'applicabilità e della portata dello scambio di dati ai sensi dell'art. 40(5) del regolamento SO GL, nonché delle relative modalità per effettuare lo scambio di dati ai sensi dell'art. 40(7) del medesimo regolamento (c.d. osservabilità), utili per la gestione in sicurezza del sistema elettrico.

Per quanto qui rileva, è stato previsto che:

- i dati strutturali siano inviati da tutti gli impianti di produzione, da tutti i sistemi in corrente continua ad alta tensione (sistemi HVDC) e dagli impianti di consumo connessi alla rete di trasmissione nazionale e di quelli connessi alle reti di distribuzione che erogano il servizio di intersemplicità del carico;
- con riferimento ai dati di programmazione e previsione, non sia necessario apportare modifiche alle disposizioni già previste nel Codice di rete e relative alla loro comunicazione;
- i dati in tempo reale, non validati, siano resi disponibili:
 - da tutti gli impianti di produzione connessi alle reti di media tensione e con potenza maggiore o uguale a 1 MW (c.d. "perimetro standard");
 - da un sottoinsieme, di ampiezza da definire, di impianti di produzione connessi alle reti di media e bassa tensione e di potenza minore di 1 MW, rappresentativi dell'intera generazione distribuita di potenza minore di 1 MW (c.d. "perimetro esteso").

Successivamente, l'Autorità, con il documento per la consultazione 361/2020/R/eel, ha illustrato i propri orientamenti ai fini:

- dell'implementazione della regolazione dello scambio di dati tra Terna, le imprese distributrici e gli SGU ai fini dell'esercizio in sicurezza del sistema elettrico nazionale, in ottemperanza a quanto previsto in materia dal regolamento SO GL;
- della definizione della responsabilità dello sviluppo e della manutenzione delle soluzioni tecnologiche necessarie per lo scambio di dati (come definite dal CEI), delle tempistiche di implementazione dello scambio stesso, nonché delle tempistiche e delle relative modalità di copertura dei costi per l'eventuale adeguamento degli impianti di produzione esistenti.

In particolare, l'Autorità, con il documento per la consultazione in esame:

- ha evidenziato che il CEI ha proposto l'obbligo di installare il Controllore centrale di impianto (CCI)¹ per:

¹ Il CCI è l'apparato che effettua le seguenti funzioni principali:

- rilevare dall'impianto di produzione le informazioni utili per rispondere alle esigenze di osservabilità e convogliare tali informazioni verso il DSO (funzione di osservabilità). La parte del CCI che consente tale funzione viene anche chiamata Monitoratore centrale di impianto (MCI);
- consentire lo scambio di informazioni, ulteriori a quelle strettamente necessarie ai fini dell'osservabilità, tra l'impianto di produzione e il DSO (ovvero tra l'impianto di produzione e il TSO per il tramite del DSO che gestisce la rete cui è connesso il medesimo impianto di produzione), nonché consentire lo scambio di informazioni tra l'impianto di produzione ed eventuali ulteriori operatori, secondo le modalità regolate dall'allegato O e dall'allegato T alla norma CEI 0-16 (funzione di scambio di dati);
- coordinare il funzionamento dei diversi elementi costituenti l'impianto di produzione affinché il medesimo impianto di produzione operi, nel proprio complesso, in modo da soddisfare sia le richieste del DSO al punto di connessione con la rete con obbligo di connessione di terzi (funzione di regolazione e controllo per le esigenze di sicurezza della rete), sia le richieste di eventuali ulteriori operatori (funzione di gestione ottimizzata dell'impianto di produzione e di partecipazione all'MSD).

CAPITOLO 3

- nuove connessioni di impianti di produzione di potenza nominale complessiva maggiore o uguale a 1 MW alle reti di media tensione (sono, nei fatti, i nuovi impianti di produzione rientranti nel “perimetro standard”);
- nuove connessioni di impianti di produzione con qualsiasi valore di potenza nominale complessiva alle reti di media tensione i cui gestori intendono erogare servizi ancillari.
Sono invece esclusi dalla proposta del CEI gli impianti di produzione esistenti per i quali l’eventuale applicazione del CCI deve essere decisa dall’Autorità;
- con riferimento agli impianti di produzione oggetto di nuova realizzazione, ha indicato che, così come già avvenuto in tutti i casi di applicazione di prescrizioni normative e/o tecniche, la responsabilità dell’installazione e della manutenzione degli apparati tecnici in campo, necessari ai fini dello scambio di dati, sia posta a carico dei produttori;
- con riferimento agli impianti di produzione già esistenti, ha indicato che la responsabilità degli interventi di adeguamento relativi all’installazione e alla manutenzione degli apparati tecnici in campo, necessari per lo scambio di dati, sia da assegnare ai singoli produttori, al fine di promuovere la rapidità dell’attuazione degli interventi tecnici necessari presso gli impianti di produzione, proponendo un percorso per l’adeguamento meglio dettagliato nel seguito;
- ha evidenziato che in tutti i casi, indipendentemente dal fatto che gli impianti di produzione siano nuovi o esistenti, la responsabilità della gestione delle misure che rilevano ai fini dello scambio di dati sia in capo all’impresa distributrice competente;
- ha prospettato un percorso finalizzato a promuovere la rapidità degli interventi di adeguamento, individuando una serie di scadenze progressive che, se rispettate, comporterebbero il riconoscimento ai produttori di un contributo forfetario strutturato in maniera decrescente rispetto alle tempistiche di realizzazione dei medesimi interventi, fino all’ultima scadenza oltre la quale i produttori sarebbero considerati inadempienti. Tale contributo è stato ipotizzato affinché sia il più possibile correlato, in termini medi, ai costi degli interventi di adeguamento, tenuto anche conto sia dei possibili maggiori oneri che l’anticipo nell’adeguamento potrebbe comportare per i produttori in relazione all’approvvigionamento delle soluzioni tecnologiche funzionali all’adeguamento degli impianti di produzione, sia dei benefici sistemici derivanti dalla disponibilità anticipata dei dati.

Percorso applicativo finalizzato all’attuazione delle disposizioni in materia di prescrizione biennale (settoe elettrico)

La legge 27 dicembre 2017, n. 205 (legge di bilancio 2018) ha disposto, all’art. 1, comma 4, che il diritto al corrispettivo nei contratti di fornitura di energia elettrica e gas si prescrive in due anni “*sia nei rapporti tra gli utenti domestici o le microimprese, come definite dalla raccomandazione 2003/361/CE della Commissione, del 6 maggio 2003, o i professionisti, come definiti dall’art. 3, comma 1, lettera c), del codice del consumo, di cui al decreto legislativo 6 settembre 2005, n. 206, e il venditore, sia nei rapporti tra il distributore e il venditore, sia in quelli con l’operatore del trasporto e con gli altri soggetti della filiera*”, e che l’Autorità “*definisce le misure in materia di tempistiche di fatturazione tra gli operatori della filiera necessarie all’attuazione di quanto in esso previsto*”.

In considerazione degli aspetti sopra ricordati, l’Autorità, con la delibera 22 febbraio 2018, 97/2018/R/com, ha avviato un procedimento con il duplice obiettivo di implementare le predette disposizioni legislative per tutti gli attori della filiera dell’energia elettrica e del gas naturale e di individuare regole chiare affinché il cliente finale potesse efficacemente eccepire la prescrizione. Nell’ambito di tale procedimento è stato pubblicato il documen-

REGOLAZIONE NEL SETTORE DELL'ENERGIA ELETTRICA • Settoriale

to per consultazione 8 settembre 2020, 330/2020/R/com, nel quale l'Autorità ha espresso i propri orientamenti rispetto ai profili che risultano rilevanti nei casi in cui la prescrizione a due anni abbia ricadute sui diversi operatori dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica e del gas naturale ai fini del *settlement*.

Coerentemente con la *ratio* protettiva delle disposizioni della legge di bilancio 2018, finalizzate alla tutela (rispetto al fenomeno delle "maxi-bollette") del cliente finale, gli orientamenti illustrati nel documento per la consultazione 330/2020/R/com mirano a consentire una soluzione semplificata che prevede di "compensare" i venditori, in qualità di utenti del dispacciamento (utenti della distribuzione nel caso del settore del gas naturale), delle partite afferenti alla materia prima per le quali i medesimi venditori non hanno potuto esercitare il proprio diritto di credito a fronte della prescrizione eccepita dal cliente finale nell'ambito del contratto di fornitura. Il meccanismo tramite il quale permettere all'utente del dispacciamento (all'utente della distribuzione nel caso del settore del gas naturale) di trovare ristoro per le conseguenze negative della prescrizione biennale esercitata da un cliente finale è differenziato fra i vari settori al fine di tenere conto delle relative specificità. Esso è, in ogni caso, finalizzato a semplificare l'esercizio dei diritti dell'utente del dispacciamento (dell'utente della distribuzione nel caso del settore del gas naturale) ed è basato su alcuni automatismi. Si tratta, pertanto, di un meccanismo che opera, nel rispetto degli obiettivi enunciati, secondo principi di semplicità, economicità ed efficienza.

Ai fini della determinazione e della gestione delle compensazioni, il documento per la consultazione 330/2020/R/com si articola secondo due diverse e alternative modalità che, per il settore elettrico, possono essere così riassunte:

- una modalità che ripercorre la catena di fatturazione e prevede, quindi, che l'impresa distributrice proceda a compensare le proprie controparti per i soli importi relativi alla fattura di trasporto, mentre gli importi relativi al valore della materia prima e agli oneri di dispacciamento verranno compensati da Terna;
- una modalità ancor più semplificata, in cui l'impresa distributrice procede a compensare le proprie controparti in relazione agli importi relativi alla fattura di trasporto già pagata, mentre gli importi relativi al valore della materia prima e agli oneri di dispacciamento vengono compensati all'utente del dispacciamento.

Poiché la disciplina del meccanismo di "compensazione" prevista dal documento per la consultazione in analisi comporta un onere per il sistema connesso al ristoro che dovrà essere assicurato per le conseguenze della prescrizione a due anni esercitata da un cliente finale, l'Autorità ha ritenuto imprescindibile anche la previsione di adeguate forme di responsabilizzazione delle imprese distributrici, volte a migliorare la *performance* dei livelli di erogazione del servizio prestato, con particolare riferimento alla tempestività con cui è svolta l'attività di rilevazione del dato di misura, nonché, soprattutto, alla sua successiva messa a disposizione ai fini del *settlement*. Il documento per la consultazione 330/2020/R/com prospetta, quindi, l'implementazione di un meccanismo di responsabilizzazione delle imprese distributrici in relazione all'insorgenza di rettifiche tardive (cioè casi di ricalcoli² derivanti da una o più precedenti mancate raccolte delle misure effettive da parte dei distributori, con conseguente fatturazione sulla base di misure stimate, oppure derivanti da rettifiche di dati di misura effettivi precedentemente utilizzati).

Nel caso del settore elettrico, il predetto meccanismo prevede che, in ogni anno, ciascuna impresa distributrice, in ragione dei ritardi eccedenti i 24 mesi nella messa a disposizione dei dati di misura che generano rettifiche tardive (possibili oggetto di prescrizione), versi alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) un importo

2 Ai sensi della Bolletta 2.0.

CAPITOLO 3

commisurato all'ammontare annuo oggetto di compensazione conseguente l'eccezione della prescrizione da parte dei clienti finali e che l'importo complessivo afferente al meccanismo di incentivazione sia destinato alla copertura degli importi complessivamente compensati.

Le proposte di dettaglio relative al settore del gas sono illustrate nel successivo Capitolo 4, cui si rimanda.

Razionalizzazione delle modalità e delle tempistiche di rendicontazione dei costi del Gestore dei mercati energetici

Con la delibera 15 dicembre 2020, 547/2020/R/eel, l'Autorità ha razionalizzato, per quanto di sua competenza, le modalità e le tempistiche di rendicontazione dei costi del Gestore dei mercati energetici (GME), in quanto queste erano definite separatamente e spesso in modo difforme per ogni singola attività, senza modificare le modalità già vigenti per il riconoscimento di tali costi.

I costi citati sono quelli previsionali e a consuntivo relativi alle seguenti attività:

- acquisizione, organizzazione, stoccaggio dei dati per il monitoraggio di cui all'allegato A del TIMM (Testo integrato per il monitoraggio del mercato all'ingrosso e del mercato per il servizio di dispacciamento), condivisione dei medesimi dati con l'Autorità, nonché elaborazione e analisi attinenti agli indici di mercato per il monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica;
- organizzazione e gestione della Piattaforma conti energia (PCE);
- istituzione, modifica e gestione del *coupling* unico infragiornaliero;
- attività funzionali all'esercizio del monitoraggio dei mercati all'ingrosso del gas naturale come dettagliate dal TIMMIG (Testo integrato per il monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale);
- organizzazione e gestione della sede per la contrattazione delle garanzie di origine tramite mercato organizzato e piattaforma per gli scambi bilaterali;
- gestione del Registro e delle contrattazioni dei titoli di efficienza energetica tramite mercato organizzato o scambi bilaterali.

Più in dettaglio, le tempistiche per l'invio dei dati sono state uniformate prevedendo che il GME, in relazione a tutte le attività precedentemente richiamate, predisponga e trasmetta all'Autorità:

- entro il 15 ottobre di ogni anno, la relazione delle attività – i cui costi sono oggetto di analisi e di copertura sulla base di disposizioni della medesima Autorità – che dovranno essere svolte nell'anno successivo (o negli anni successivi), comprensiva del relativo preventivo dei costi, nonché un aggiornamento della relazione resa disponibile nel mese di ottobre dell'anno precedente comprensivo del preconsuntivo dei costi per l'anno in corso;
- entro il 31 marzo di ogni anno, la relazione delle attività svolte e il consuntivo dei costi effettivamente sostenuti nell'anno precedente, dando motivata evidenza degli scostamenti intervenuti rispetto al preventivo.

Inoltre, anche le modalità per l'invio dei dati sono state uniformate, prevedendo che le informazioni rese disponibili dal GME in materia di trasparenza contabile siano in linea con quanto attualmente previsto per i costi afferenti al TIMM e alla PCE. In sintesi, vengono più puntualmente evidenziate le informazioni che il GME deve rendere disponibili, ivi inclusa, per esempio, un'accurata descrizione dei *driver* adottati per l'imputazione a ogni attività di eventuali costi condivisi ovvero le motivazioni degli scostamenti tra dati previsionali e dati a consuntivo.

REGOLAZIONE NEL SETTORE DELL'ENERGIA ELETTRICA • Settoriale

La razionalizzazione operata con la delibera 547/2020/R/eel consente, a partire dal 2021, di approvare costi o corrispettivi con provvedimenti onnicomprensivi, anziché con tanti provvedimenti separati per le diverse attività.

Concessioni di grandi derivazioni idroelettriche

L'art. 12, comma 1-*quinquies*, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, come successivamente modificato e integrato, prevede che l'Autorità rilasci il proprio parere alle Regioni sugli schemi di legge in merito alla definizione dei canoni da applicare ai concessionari di grandi derivazioni d'acqua per uso idroelettrico (è il caso degli impianti idroelettrici aventi una potenza nominale media pari ad almeno 3 MW).

Al fine di facilitare l'attività delle Regioni e di accelerare l'attività dell'Autorità nel rilascio dei singoli pareri, con la delibera 26 novembre 2019, 490/2019/I/eel l'Autorità ha reso disponibili alle Regioni alcune linee guida non vincolanti contenenti le indicazioni prodromiche al successivo rilascio del parere.

Tenendo conto delle linee guida di cui alla delibera 490/2019/R/eel, l'Autorità ha formulato i pareri, per quanto di competenza:

- con le delibere 17 marzo 2020, 68/2020/I/eel e 1° dicembre 2020, 512/2020/I/eel alla Regione Piemonte;
- con le delibere 17 marzo 2020, 69/2020/I/eel e 22 dicembre 2020, 582/2020/I/eel alla Regione Abruzzo;
- con la delibera 17 marzo 2020, 73/2020/I/eel alla Regione Lombardia;
- con la delibera 1° aprile 2020, 111/2020/I/eel alla Regione Toscana;
- con la delibera 15 settembre 2020, 337/2020/I/eel alla Regione autonoma Friuli-Venezia Giulia;
- con la delibera 3 novembre 2020, 444/2020/I/eel alla Regione Calabria;
- con la delibera 17 novembre 2020, 470/2020/I/eel alla Regione Emilia-Romagna;
- con la delibera 26 gennaio 2021, 23/2021/I/eel alla Regione Basilicata.

Servizio di trasporto e distribuzione

Modifiche ai criteri per l'assegnazione degli strumenti di copertura contro il rischio di volatilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto

Con la delibera 11 novembre 2020, 468/2020/R/eel, l'Autorità è intervenuta sui criteri per l'assegnazione degli strumenti di copertura dal rischio di volatilità del Corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto (CCC).

Le transazioni di energia elettrica all'ingrosso sono assoggettate a un Corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto (CCT) pari alla differenza tra la valorizzazione dell'energia elettrica programmata in prelievo al Prezzo unico nazionale (PUN) e la valorizzazione dell'energia elettrica programmata in immissione nelle varie zone ai corrispondenti prezzi zonali. I CCC sono strumenti introdotti per consentire agli operatori di mercato di coprirsi rispetto alla volatilità del CCT.

CAPITOLO 3

Con la delibera 19 novembre 2004, 205/2004, come successivamente modificata e integrata, l'Autorità ha disciplinato i contenuti e le modalità di assegnazione dei CCC. Con le disposizioni contenute nel citato provvedimento, l'Autorità ha inteso perseguire i seguenti obiettivi generali:

- rendere disponibili agli operatori di mercato strumenti per la copertura dal rischio associato al CCT;
- assegnare i menzionati strumenti secondo procedure trasparenti e non discriminatorie;
- consentire la valorizzazione della capacità di trasporto secondo principi di efficienza;
- promuovere la concorrenza nell'offerta di energia elettrica.

In particolare, la delibera 205/2004 prevede che, a decorrere dall'anno 2005, i CCC siano assegnati attraverso procedure concorsuali organizzate da Terna nel rispetto dei criteri fissati nel provvedimento stesso. A tal fine, ogni anno Terna è tenuta a trasmettere all'Autorità, per approvazione, una proposta di regolamento delle procedure concorsuali riferite all'anno solare successivo. Dall'anno 2010, l'assegnazione di CCC, che rappresentano strumenti di copertura tra una zona e l'*hub* nazionale, è stata integrata con l'introduzione di ulteriori strumenti di copertura, denominati CCP, contro il rischio di volatilità del differenziale di prezzo tra un polo di produzione limitata e la zona geografica adiacente.

Nel maggio 2020, Terna ha consultato alcune ipotesi di modifica del regolamento delle procedure concorsuali, allo scopo di garantire una più efficiente valorizzazione dei CCC e di rafforzare l'efficacia del meccanismo di limitazione delle quantità di CCC assegnabili a ciascun operatore nell'asta annuale.

A valle della consultazione, Terna ha trasmesso all'Autorità, per approvazione, lo schema di regolamento relativo alle procedure concorsuali per l'anno 2021, proponendo che:

- il calcolo della quantità massima di CCC che può essere richiesta nelle aste annuali sia effettuato per gruppo societario (secondo la definizione civilistica), invece che per singolo operatore di mercato, aggregando tutta la capacità produttiva afferente a operatori di mercato che presentino rapporti di controllo e collegamento fra loro;
- il tetto al rilancio nelle aste sia eliminato e il numero minimo di sessioni sia posto pari a tre;
- a partire dalla seconda sessione, sia introdotto, per le offerte non accettate nella sessione precedente, un obbligo di rilancio migliorativo rispetto al prezzo marginale di quest'ultima sessione;
- le offerte per cui il relativo operatore di mercato non adempia al citato obbligo, in una sessione con il prezzo marginale non decrescente rispetto alla sessione precedente, siano bloccate – escludendone la cancellazione o la modifica – sino a quando il prezzo marginale risulti inferiore al prezzo marginale rispetto al quale l'operatore non ha adempiuto all'obbligo;
- sia applicata una nuova condizione terminante l'asta basata su un incremento della funzione obiettivo, tra una sessione e quella successiva, inferiore a una determinata soglia percentuale (3%);
- sia eliminata la condizione di chiusura dell'asta per invarianza della soluzione tra una sessione e la successiva, essendo un caso ricompreso nella nuova condizione sopra descritta;
- sia cancellato il prodotto CCP, in quanto la nuova configurazione zonale, approvata con la delibera 19 marzo 2019, 103/2019/R/eel, prevede, a partire dall'anno 2021, l'introduzione della zona Calabria e la soppressione dell'ultimo polo di produzione limitata (polo di Rossano).

Le modifiche proposte da Terna, risultando conformi ai criteri e alle finalità indicati dalla delibera 205/2004, sono state approvate dall'Autorità con la sopra menzionata delibera 468/2020/R/eel.

Disciplina delle perdite di rete per il triennio 2019-2021

L'Autorità, con il documento per la consultazione 9 giugno 2020, 209/2020/R/eel, ha illustrato, in coerenza con il percorso tracciato dalla delibera 23 luglio 2015, 377/2015/R/eel, le proposte di perfezionamento della disciplina delle perdite sulle reti di distribuzione di energia elettrica nel triennio 2019-2021. La delibera 377/2015/R/eel ha introdotto, a partire dal 2016, la differenziazione su base territoriale dei fattori da applicare alle perdite di natura commerciale – perdite di rete che non dipendono dalle caratteristiche delle reti, come i furti fraudolenti di energia elettrica, gli errori di misurazione e gestione dei dati ecc. – e previsto un processo di efficientamento delle medesime perdite, secondo tassi di miglioramento differenziati per macro-zona (Nord, Centro e Sud), stabilendo, al contempo, la possibilità di attenuazione del medesimo processo. Maggiori approfondimenti in relazione alla delibera 377/2015/R/eel sono presentati nella *Relazione Annuale 2016*, Volume 2.

Partendo da un'analisi dei risultati della perequazione nel quadriennio 2015-2018, che ha evidenziato una progressiva riduzione delle perdite effettive nel corso degli anni e una situazione di strutturale avanzo nei risultati della perequazione da parte della maggior parte delle imprese distributrici, ma anche il permanere di un'apprezzabile variabilità territoriale di tali risultati, con il documento per la consultazione 209/2020/R/eel l'Autorità ha proposto di:

- rivedere i fattori percentuali convenzionali per le perdite commerciali, al fine di tenere conto dell'applicazione dei tassi di miglioramento nel triennio 2016-2018;
- confermare anche per il triennio 2019-2021 il processo di efficientamento delle perdite commerciali;
- semplificare il meccanismo di attenuazione del suddetto processo di efficientamento (e quindi adottare regole diverse da quelle applicate nel triennio 2016-2018), prevedendo di riconoscere l'attenuazione nei casi in cui l'applicazione della traiettoria di riduzione delle perdite commerciali fosse risultata, per ragioni estranee alla sfera di azione dell'impresa distributtrice, particolarmente penalizzante.

Alla luce della rilevanza del fenomeno dei prelievi fraudolenti in talune aree geografiche, il documento per la consultazione 209/2020/R/eel propone, inoltre, l'introduzione di un meccanismo attraverso il quale sia possibile accertare e riconoscere alle imprese distributrici che lo richiedano l'ammontare dei prelievi fraudolenti "non recuperabili", cioè quei prelievi illeciti per cui risulta materialmente impossibile per l'impresa distributtrice individuare i soggetti responsabili e/o procedere all'interruzione della condotta illecita. Secondo quanto ipotizzato nel documento per la consultazione in analisi, l'applicazione di tale meccanismo verrebbe, quindi, circoscritta a prelievi fraudolenti riconducibili alle seguenti fattispecie:

- casi per i quali l'interruzione della fornitura può determinare problemi di ordine pubblico ovvero per l'incolumità delle persone presenti *in loco* ovvero in cui verrebbe messa a rischio la sicurezza degli operatori preposti a eseguire l'intervento di disalimentazione e per i quali sussiste formale denuncia dell'impresa distributtrice alle autorità competenti;
- casi di utenze relative a stabili occupati abusivamente per i quali sussistono atti di autorità pubbliche che impediscono l'interruzione della fornitura.

La decisione finale in relazione a tali tematiche è stata adottata con la delibera 10 novembre 2020, 449/2020/R/eel. Il provvedimento stabilisce i fattori percentuali convenzionali relativi alle perdite di natura commerciale da applicare all'energia elettrica a fini perequativi per gli anni 2019-2021 in coerenza con gli orientamenti del documento per la consultazione 209/2020/R/eel, prevedendo quindi una riduzione del livello base di tali fattori in ragione dei tassi di miglioramento applicati nel periodo 2016-2018. Conseguentemente, sono stati anche rivisti,

CAPITOLO 3

a valere dal 1° gennaio 2021, i fattori di perdita standard da applicare all'energia elettrica prelevata nei punti di prelievo sulle reti di bassa tensione di cui alla tabella 4 del Testo integrato *settlement* (TIS), portando il fattore convenzionale di perdita standard riconosciuto per i prelievi dei clienti in bassa tensione a un livello equivalente al 10,2%. Tuttavia, la delibera 449/2020/R/eel, contrariamente a quanto prospettato nell'ambito del citato documento per la consultazione 209/2020/R/eel, non conferma l'intenzione di prevedere un ulteriore efficientamento delle perdite commerciali riconosciute alle imprese distributrici, in considerazione delle posizioni espresse dai partecipanti alla consultazione nonché della tempistica dell'intervento e delle criticità connesse all'emergenza pandemica da Covid-19; di conseguenza, non è stato necessario introdurre le misure di attenuazione prospettate.

La delibera 449/2020/R/eel, inoltre, modifica anche le modalità di calcolo dell'ammontare annuo di perequazione riconosciuto a ciascuna impresa distributtrice ai sensi del Testo integrato vendita (TIV), al fine di sterilizzare alcuni effetti distorsivi emersi nel triennio 2016-2018 generati dall'articolazione per fasce orarie del prezzo utilizzato per la determinazione di tale ammontare annuo. L'ammontare annuo di perequazione, a partire dal 2019, è pertanto calcolato come il minimo tra:

- il ΔL in kWh (differenza tra le perdite effettive e quelle riconosciute convenzionalmente) valorizzato al prezzo di cessione dell'energia elettrica praticato da Acquirente unico agli esercenti la maggior tutela differenziato per fascia e per mese, e
- il ΔL in kWh valorizzato al prezzo medio annuo di cessione dell'energia elettrica praticato da Acquirente unico agli esercenti la maggior tutela.

Infine, la delibera 449/2020/R/eel conferma la possibilità per le imprese distributrici di ottenere, nell'ambito di procedimenti individuali aventi a oggetto l'intero triennio 2019-2021, un riconoscimento per i prelievi fraudolenti "non recuperabili", ma esclusivamente nel caso che gli stessi si dovessero manifestare con entità eccezionale rispetto ai livelli riconosciuti convenzionalmente nella macro-zona o nell'insieme di macro-zone in cui insiste il territorio di competenza dell'impresa distributtrice richiedente. Il riconoscimento è quindi subordinato alla verifica della sussistenza di alcuni requisiti connessi alle *performance* registrate dell'impresa distributtrice in relazione ai risultati della perequazione e alla dimostrazione che i prelievi fraudolenti "non recuperabili" siano riconducibili alle fattispecie individuate nel richiamato documento per la consultazione 209/2020/R/eel.

Registro delle cooperative storiche dotate di rete propria e Registro dei consorzi storici dotati di rete propria

L'Autorità, con la delibera 22 dicembre 2016, 787/2016/R/eel, aveva avviato la ricognizione delle cooperative storiche dotate di rete propria, delle cooperative esistenti dotate di rete propria e dei consorzi storici dotati di rete propria, ai fini del proprio censimento. In particolare:

- le cooperative storiche dotate di rete propria sono le cooperative di produzione e distribuzione di energia elettrica di cui all'art. 4, numero 8), della legge 6 dicembre 1962, n. 1643 e già esistenti alla data di entrata in vigore del decreto legislativo n. 79/1999. Inoltre, le cooperative storiche dotate di rete propria si distinguono tra cooperative storiche concessionarie e cooperative storiche non concessionarie;
- le cooperative esistenti sono le cooperative dotate di reti proprie esistenti al 5 agosto 2010, che connettono clienti finali non soci, operanti nelle Province autonome di Trento e di Bolzano fino alla data di rilascio delle concessioni con le modalità previste dalla vigente normativa. Inoltre, le cooperative esistenti si distinguono tra

REGOLAZIONE NEL SETTORE DELL'ENERGIA ELETTRICA • Settoriale

cooperative esistenti storiche e cooperative esistenti non storiche (cioè che non hanno i requisiti per rientrare tra le cooperative storiche);

- i consorzi storici dotati di rete propria sono consorzi o 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 hanno nella propria disponibilità una rete per il trasporto e la fornitura dell'energia elettrica ai propri soci.

Con la delibera 23 giugno 2020, 233/2020/R/eel, l'Autorità, dando seguito a quanto previsto dalla delibera 787/2016/R/eel:

- ha approvato e pubblicato il Registro delle cooperative storiche dotate di rete propria e il Registro dei consorzi storici dotati di rete propria;
- ha previsto di non procedere alla pubblicazione del Registro delle cooperative esistenti non storiche dotate di rete propria, poiché nessuna delle cooperative oggetto di classificazione ricadeva in tale fattispecie;
- ha rinviato a un successivo provvedimento le determinazioni in merito alla classificazione all'interno dei relativi registri di dieci cooperative elettriche dotate di rete propria per le quali si sono resi necessari ulteriori approfondimenti e analisi oltre a quelli già svolti;
- non ha classificato tra i consorzi storici dotati di rete propria il Consorzio Elettrico Rizzolo, in quanto la sua rete elettrica non è interconnessa al sistema elettrico nazionale (essendo un sistema isolato) e, quindi, a tale consorzio non si può applicare la regolazione dell'Autorità.

Posticipo dell'applicazione del Testo integrato sistemi di distribuzione chiusi nel caso delle reti elettriche portuali e aeroportuali

Nell'anno 2019, con la delibera 19 dicembre 2019, 558/2019/R/eel, l'Autorità, al fine di concedere ai gestori di reti elettriche portuali e aeroportuali un congruo periodo per effettuare tutte le attività propedeutiche previste dal Testo integrato sistemi di distribuzione chiusi (TISDC, allegato A alla delibera 12 novembre 2015, 539/2015/R/eel), ha posticipato, dal 1° gennaio 2020 al 1° gennaio 2021, l'applicazione del TISDC nel solo caso delle reti portuali e aeroportuali inserite nel Registro degli Altri sistemi di distribuzione chiusi (ASDC) successivamente al 31 dicembre 2019.

Nell'anno 2020, alcune società che gestiscono reti elettriche portuali e aeroportuali hanno richiesto all'Autorità che il termine del 1° gennaio 2021 per l'applicazione del TISDC potesse essere prorogato. Ciò in conseguenza dell'emergenza sanitaria per la pandemia di Covid-19 e dell'emanazione delle relative disposizioni normative emergenziali che hanno comportato, per le medesime società, difficoltà nell'adempimento della normale operatività legata all'erogazione dei servizi di interesse generale all'interno dei porti e degli aeroporti, ivi comprese tutte le attività necessarie per la piena operatività come ASDC a decorrere dal 1° gennaio 2021.

Pertanto, con la delibera 9 dicembre 2020, 526/2020/R/eel, l'Autorità ha posticipato, dal 1° gennaio 2021 al 1° gennaio 2022, l'applicazione del TISDC nel solo caso delle reti portuali e aeroportuali inserite nel Registro degli ASDC successivamente al 31 dicembre 2019, al fine di concedere ai relativi gestori di rete un congruo periodo per effettuare tutte le attività propedeutiche previste dal medesimo Testo integrato.

CAPITOLO 3

Adeguatezza della capacità e sicurezza del sistema

Nel gennaio 2020 è stata pubblicata la versione definitiva del PNIEC (Piano nazionale integrato per l'energia e il clima), elaborato dal Ministero dello sviluppo economico con il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, nel quadro del regolamento (UE) 1999/2018 sulla *governance* dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima. Il Piano contiene obiettivi, politiche e misure che l'Italia intende adottare nei prossimi anni per il raggiungimento dei target europei al 2030 in materia di energia e clima.

Uno degli obiettivi centrali del PNIEC è il mantenimento delle condizioni di adeguatezza del sistema elettrico. Nel PNIEC si ribadisce che il perseguimento del citato obiettivo richiede l'applicazione di meccanismi *ad hoc* come il Mercato della capacità, di cui l'Italia si è già dotata e la cui disciplina vigente è stata approvata con il decreto del Ministero dello sviluppo economico 28 giugno 2019. Nel Piano si evidenzia, inoltre, che detta misura è funzionale a promuovere nel lungo periodo investimenti efficienti, flessibili e meno inquinanti, nella prospettiva della decarbonizzazione del settore e del raggiungimento di target ambiziosi in termini di penetrazione delle fonti rinnovabili.

Per una più dettagliata descrizione del quadro normativo di riferimento del Mercato della capacità, si rinvia al Capitolo 2, Volume 2, delle *Relazioni Annuali* 2017, 2018 e 2019.

I principali profili attinenti al Mercato della capacità che sono stati affrontati nel 2020 riguardano l'implementazione del regolamento (UE) 943/2019, in base al quale i meccanismi di capacità in vigore al 4 luglio 2019 devono essere adattati dagli stati membri al fine di renderli conformi ai criteri e alle condizioni di cui al medesimo regolamento, fatti salvi gli impegni o i contratti conclusi entro il 31 dicembre 2019.

Affinché uno Stato membro possa implementare meccanismi di remunerazione della capacità ai sensi del regolamento (UE) 943/2019, dall'anno 2020 è necessario che, preventivamente:

- si formuli un piano di attuazione di misure per l'eliminazione delle distorsioni normative e delle carenze del mercato elettrico (Piano di riforma del mercato elettrico) e la Commissione europea si esprima in merito al piano medesimo;
- la valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse (*European Resource Adequacy Assessment – ERAA*) e/o la corrispondente valutazione nazionale evidenzino un risultato peggiore rispetto allo standard di adeguatezza (*Reliability Standard – RS*) fissato dallo stesso Stato membro;
- detto standard sia calcolato sulla base di una predefinita metodologia che tenga conto del valore del carico perso (*Value of Lost Load – VOLL*) e del costo del nuovo entrante (*Cost of New Entry – CONE*).

Il regolamento (UE) 943/2019 stabilisce altresì che, se la capacità estera è in grado di fornire prestazioni tecniche equivalenti a quelle della capacità nazionale, a detta capacità estera debba essere assicurata la possibilità di partecipare allo stesso processo competitivo della capacità nazionale.

Piano di riforma del mercato elettrico

Secondo la normativa comunitaria, il Piano di riforma del mercato elettrico deve essere corredato da un cronoprogramma ed essere volto a:

- rimuovere le distorsioni normative;
- eliminare i limiti ai prezzi all'ingrosso;
- introdurre i prezzi di scarsità dell'energia di bilanciamento;
- aumentare le interconnessioni e la capacità della rete interna;
- abilitare l'autoconsumo, lo stoccaggio, la partecipazione attiva della domanda e l'efficienza energetica;
- assicurare un approvvigionamento dei servizi ancillari e di bilanciamento efficiente e basato su regole di mercato;
- rimuovere i prezzi regolati, ove previsto dalla direttiva 2019/944/UE.

In data 25 giugno 2020, il Ministero dello sviluppo economico ha trasmesso alla Commissione europea il Piano italiano di riforma del mercato elettrico, ai sensi dell'art. 20(3) del regolamento (UE) 943/2019. A seguito della consultazione del citato Piano, svolta dalla Direzione Generale Energia della Commissione, nell'ottobre 2020 è stato pubblicato il parere della stessa Commissione in merito alle riforme programmate dallo Stato italiano con riferimento al mercato elettrico. Nel febbraio del corrente anno, infine, il Ministero dello sviluppo economico ha definito la versione finale del Piano, tenendo conto delle osservazioni formulate dalla Commissione nel proprio parere.

I principali interventi che l'Italia intende implementare per contribuire ad attenuare le criticità del sistema elettrico italiano sotto il profilo dell'adeguatezza riguardano, tra l'altro:

- la revisione degli attuali limiti di prezzo nel mercato elettrico, introducendo anche i prezzi negativi;
- l'incremento delle interconnessioni con l'estero e il rafforzamento della rete di trasmissione nazionale;
- la promozione dell'autoconsumo, della partecipazione attiva della domanda al mercato, dello stoccaggio e dell'efficienza energetica, anche mediante l'attuazione di progetti pilota;
- le misure previste nel documento per la consultazione 23 luglio 2019, 322/2019/R/eel, per migliorare l'approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento;
- le azioni per il rafforzamento dell'integrazione del mercato elettrico italiano con i corrispondenti mercati degli altri stati membri, attraverso, per esempio, la partecipazione alle piattaforme Terre e Mari;
- la diffusione dello *smart metering*;
- il superamento del regime della maggior tutela nel mercato al dettaglio.

La valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse, lo standard di adeguatezza e le relative variabili determinanti

Il regolamento (UE) 943/2019 stabilisce che la valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse sia effettuata seguendo specifici criteri definiti da ACER (Agenzia europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia), su proposta di ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*). Con riferimento allo standard di adeguatezza, il testo normativo prevede altresì che:

- detto standard sia fissato dallo Stato membro o da un'autorità competente designata dallo stesso, previa proposta dell'autorità nazionale di regolazione;

CAPITOLO 3

- lo standard di adeguatezza sia calcolato in funzione del valore del carico perso e del costo del nuovo entrante ed espresso in termini di ore attese di distacco di carico (*Loss of Load Expectation* – LOLE) e di energia non fornita attesa;
- per la definizione dello standard, le autorità di regolazione o le altre autorità competenti eventualmente designate dagli stati membri determinino una stima del valore del carico perso relativo al loro territorio, avendo la possibilità di differenziare la stima per zona nel caso in cui il citato territorio sia suddiviso in più zone di offerta;
- su proposta di ENTSO-E, ACER adotti la metodologia per il calcolo dello standard di adeguatezza e delle relative variabili determinanti.

Con le decisioni n. 23-2020 e n. 24-2020 del 2 ottobre 2020, ACER ha approvato con modifiche le metodologie proposte da ENTSO-E in relazione allo standard di adeguatezza, al valore del carico perso, al costo del nuovo entrante e alla valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse. Quest'ultima valutazione è fondata sulla modellizzazione del sistema elettrico europeo su un orizzonte temporale decennale, al fine di stimarne l'adeguatezza in termini di numero di ore attese all'anno nelle quali il parco di generazione – a livello zonale o nazionale – non sia in grado di soddisfare la domanda di energia elettrica con sufficienti margini di riserva. In relazione allo standard di adeguatezza e alle relative variabili, la decisione ACER n. 23-2020 richiede, tra l'altro, che:

- siano passati in rassegna i costi fissi e variabili di tutte le tecnologie in grado di contribuire all'adeguatezza del sistema elettrico, per definire il costo del nuovo entrante;
- sia svolta un'articolata indagine demoscopica, somministrando, a un campione rappresentativo delle diverse categorie di consumatori finali, un questionario volto a stimare il valore che gli stessi attribuiscono al distacco del proprio carico.

Per quanto attiene al sistema elettrico italiano, l'Autorità, con la delibera 1° dicembre 2020, 507/2020/R/eel, ha avviato il procedimento per la predisposizione di una proposta al Ministro dello sviluppo economico in merito allo standard di adeguatezza, ai sensi del combinato disposto del regolamento (UE) 943/2019 e della decisione ACER n. 23-2020.

Al fine di contribuire a creare le condizioni per proseguire lo svolgimento delle aste del mercato italiano della capacità nel rispetto delle disposizioni procedurali e sostanziali del regolamento (UE) 943/2019 e delle norme a esso connesse, con la delibera 507/2020/R/eel, l'Autorità ha previsto che Terna elabori uno studio sul costo del nuovo entrante, sul valore del carico perso e sullo standard di adeguatezza. Oltre a risultare coerente con la metodologia contenuta nella decisione ACER n. 23-2020, il citato studio dovrà rispettare ulteriori criteri, principalmente volti a individuare e vagliare le potenzialità e le implicazioni quantitative connesse ai profili su cui le norme sovraordinate hanno lasciato margini di flessibilità.

In particolare, in merito al valore del carico perso, la delibera 507/2020/R/eel prevede che le relative stime siano elaborate sia per singola zona di mercato, sia a livello nazionale, rendendo evidenti, per ciascuna combinazione (categoria di consumatori – zona di mercato), i risultati derivanti almeno dall'applicazione di ciascuno dei metodi citati nella metodologia ACER, vale a dire *Willingness to pay* (WTP), *Willingness to accept* (WTA) e *Direct worth* (DT). Per quanto attiene al costo del nuovo entrante, è invece stabilito che:

- per ciascuna tecnologia di riferimento, sia fornito il dettaglio dei costi fissi di investimento, dei costi fissi annuali di capitale e dei costi fissi annuali operativi (diversi dall'ammortamento), evidenziando il valore delle singole voci di costo considerate;

REGOLAZIONE NEL SETTORE DELL'ENERGIA ELETTRICA • Settoriale

- i costi fissi operativi includano, oltre alle voci previste dalla metodologia ACER ove rilevanti, anche gli ulteriori costi che caratterizzano il sistema italiano, quali, a titolo esemplificativo, i costi fissi per il trasporto del gas nel caso di impianti alimentati a gas naturale.

Partecipazione di risorse estere ai meccanismi di remunerazione della capacità

Con riferimento alla partecipazione diretta delle risorse estere ai meccanismi di capacità nazionali, il regolamento (UE) 943/2019 introduce rilevanti elementi di novità, che sono di seguito descritti:

- le norme del regolamento relative alla citata partecipazione diretta si applicano ai meccanismi di remunerazione della capacità diversi dalla riserva strategica e, soltanto se tecnicamente praticabile, alla riserva strategica;
- se la capacità estera è in grado di fornire prestazioni tecniche equivalenti a quelle della capacità nazionale, a detta capacità estera è assicurata la possibilità di partecipare allo stesso processo competitivo della capacità nazionale;
- i TSO stabiliscono annualmente la massima capacità di importazione disponibile per la partecipazione delle risorse estere sulla base della raccomandazione del Centro di coordinamento regionale (RCC), che effettua un calcolo che tiene conto della prevista disponibilità di interconnessione e della simultaneità attesa di scarsità e che è basato su una metodologia definita da ACER, su proposta di ENTSO-E. I regolatori nazionali interessati verificano che la massima capacità di importazione disponibile sia determinata conformemente alla menzionata metodologia;
- gli stati membri assicurano che la massima capacità di importazione sia allocata ai fornitori di risorse estere in modo trasparente, non discriminatorio e secondo criteri di mercato;
- se ciascuno di due stati membri limitrofi dispone di un meccanismo di remunerazione della capacità che consente la partecipazione diretta di risorse estere, eventuali proventi derivanti dall'allocazione della massima capacità di importazione sono destinati ai TSO interessati e sono ripartiti tra loro conformemente a specifici criteri definiti da ACER, su proposta di ENTSO-E, o secondo una metodologia comune approvata dalle autorità nazionali di regolazione interessate;
- nei casi in cui soltanto uno di due stati limitrofi disponga di un meccanismo di remunerazione della capacità aperto alla partecipazione attiva di risorse estere, eventuali proventi derivanti dall'allocazione della massima capacità di importazione nell'ambito del citato meccanismo sono destinati ai TSO interessati secondo una metodologia definita dall'autorità nazionale di regolazione dello Stato che dispone del meccanismo, sentito il parere della corrispondente autorità dell'altro Stato;
- una data capacità può essere offerta e contrattualizzata in più meccanismi di remunerazione della capacità, anche per lo stesso periodo di consegna, nei limiti della prevista disponibilità di interconnessione e sino alla simultaneità attesa di scarsità, e ciascuno stato membro non può impedire alla capacità sul proprio territorio di partecipare a meccanismi di altri stati membri;
- al TSO del sistema in cui è localizzata la risorsa estera contrattualizzata in un dato meccanismo di remunerazione della capacità sono assegnate nuove funzioni. In particolare, detto TSO stabilirà *ex ante* se i fornitori di capacità localizzata nel proprio sistema possano fornire le prestazioni tecniche richieste dal meccanismo al quale intendono partecipare e, in caso di esito positivo della verifica, li iscriverà, come fornitori di capacità ammissibili, in un apposito registro che sarà tenuto da ENTSO-E. Eseguirà, inoltre, le verifiche sulla disponibilità della capacità estera contrattualizzata che è localizzata nel proprio sistema;

CAPITOLO 3

- i regolatori nazionali provvedono affinché la partecipazione diretta delle risorse estere ai meccanismi di remunerazione della capacità sia organizzata in modo efficace e non discriminatorio.

Su proposta di ENTSO-E, ACER, con la decisione n. 36-2020 del 22 dicembre 2020, ha definito sia le metodologie per il calcolo della massima capacità di importazione rilevante ai fini della partecipazione attiva delle risorse estere e per la ripartizione dei proventi da allocazione della medesima capacità, sia le norme comuni per individuare la capacità estera ammessa a partecipare a un meccanismo di remunerazione della capacità, per l'esecuzione delle verifiche da parte dei TSO dei sistemi in cui sono localizzate risorse estere contrattualizzate in uno dei menzionati meccanismi, per l'applicazione dei pagamenti per indisponibilità da parte dei titolari di dette risorse e per la tenuta del registro sui fornitori di capacità ammissibili.

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico – Regime di reintegrazione dei costi ex art. 23, comma 3-bis, del decreto legge n. 91/2014

Secondo quanto previsto dal decreto legge 24 giugno 2014, n. 91, come convertito dalla legge 11 agosto 2014, n. 116, le unità di produzione di energia elettrica in Sicilia di potenza superiore a 50 MW, con esclusione di quelle rinnovabili non programmabili, sono considerate risorse essenziali per la sicurezza del sistema elettrico sino alla data di entrata in operatività dell'elettrodotto 380 kV "Sorgente-Rizziconi" e degli altri interventi finalizzati al significativo incremento della capacità di interconnessione tra la rete elettrica siciliana e quella peninsulare. La menzionata operatività è stata avviata in data 28 maggio 2016.

Terna ha incluso nell'elenco delle unità di produzione essenziali per la sicurezza del sistema elettrico ex decreto legge n. 91/2014, tra le altre, le unità degli impianti Milazzo di Edison Trading, Anapo e Guadalami di Enel Produzione e Isab Energy di Isab.

Con la delibera 23 ottobre 2014, 521/2014/R/eel, l'Autorità ha stabilito i criteri di offerta e remunerazione delle unità di produzione soggette alle disposizioni di cui all'art. 23, comma 3-bis, del decreto legge n. 91/2014, prevedendo, tra l'altro, che gli utenti del dispacciamento che dispongono di unità essenziali soggette al regime di reintegrazione ex decreto legge citato abbiano titolo a ricevere, con cadenza annuale, un corrispettivo, per ciascuna delle citate unità, pari alla differenza tra i costi di produzione riconosciuti e i ricavi conseguiti nel periodo di applicazione del regime medesimo nell'anno considerato. Per ulteriori dettagli circa il regime ex decreto legge n. 91/2014, si rinvia al Capitolo 2, Volume 2, delle *Relazioni Annuali* 2015 e 2016.

Per quanto attiene al citato regime, l'Autorità ha determinato l'importo del corrispettivo di reintegrazione e disposto il riconoscimento dello stesso da parte di Terna in relazione alle unità di produzione degli impianti essenziali Anapo e Guadalami di Enel Produzione, per gli anni 2015 e 2016 (delibere 1° aprile 2020, 109/2020/R/eel, 7 aprile 2020, 120/2020/R/eel, 21 luglio 2020, 281/2020/R/eel, e 4 agosto 2020, 314/2020/R/eel), e Milazzo di Edison Trading, per l'anno 2016 (delibera 18 febbraio 2020, 44/2020/R/eel).

Inoltre, con la delibera 7 luglio 2020, 260/2020/R/eel, l'Autorità ha parzialmente approvato l'istanza presentata da Isab al fine di ottenere un'integrazione del corrispettivo relativo all'impianto Isab Energy per l'anno 2015, precedentemente determinato con la delibera 21 giugno 2018, 348/2018/R/eel. In particolare, anche alla luce del

REGOLAZIONE NEL SETTORE DELL'ENERGIA ELETTRICA • Settoriale

fatto che il regime di reintegro ex decreto legge n. 91/2014 presenta caratteri di transitorietà e straordinarietà ed è fondato sul principio del puntuale riconoscimento dei costi per singola unità produttiva, l'Autorità ha accolto la parte dell'istanza volta a rettificare i costi fissi di capitale dell'impianto Isab Energy, tenendo conto della circostanza che il relativo utente del dispacciamento, successivamente all'adozione della menzionata delibera, si era accorto di aver utilizzato, per il calcolo dei costi fissi di capitale, valori errati di costo storico originario delle immobilizzazioni.

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico – Regime ordinario e regime di reintegrazione dei costi ex artt. 64 e 65 della delibera 111/06

Corrispettivi di reintegro

La delibera 9 giugno 2006, 111/06, prevede che gli utenti del dispacciamento che dispongono di impianti essenziali ammessi al regime di reintegrazione ex art. 65 del medesimo provvedimento possano richiedere un corrispettivo a reintegrazione dei costi netti di generazione per ciascuno dei citati impianti.

Il corrispettivo di reintegrazione è stato determinato dall'Autorità nel 2020 in relazione ai seguenti impianti essenziali ammessi al regime di reintegrazione ex delibera 111/06: Montemartini di Acea Energia (delibera 11 febbraio 2020, 35/2020/R/eel) e Biopower Sardegna di Alperia Trading (delibera 28 aprile 2020, 146/2020/R/eel), per l'anno 2016, e San Filippo del Mela 220 kV di A2A Energiefuture (delibera 13 ottobre 2020, 381/2020/R/eel), Brindisi Sud, Porto Empedocle, Assemmini e Portoferraio di Enel Produzione (delibere 27 ottobre 2020, 422/2020/R/eel, 3 novembre 2020, 439/2020/R/eel, 10 novembre 2020, 450/2020/R/eel, e 17 novembre 2020, 465/2020/R/eel) e Fiume Santo di EP Produzione (17 novembre 2020, 466/2020/R/eel), per l'anno 2017.

Ai fini della determinazione degli importi del corrispettivo di reintegro, l'Autorità ha considerato le relazioni di Terna sulle verifiche in merito alla conformità alla disciplina sull'essenzialità dell'importo del margine di contribuzione riportato nelle istanze di reintegrazione. Inoltre, con riferimento all'impianto Biopower Sardegna, il corrispettivo è stato determinato includendo tra i costi variabili riconosciuti gli oneri connessi alla certificazione del combustibile, che è necessaria per ottenere l'incentivo sostitutivo dei certificati verdi ex art. 19 del decreto del Ministero dello sviluppo economico 6 luglio 2012.

La delibera 7 luglio 2009, ARG/elt 89/09 stabilisce che la reintegrazione dei costi ex delibera 111/06 sia applicata anche alle unità di produzione, nella disponibilità di soggetti diversi dalle imprese elettriche minori, che operano su reti elettriche con obbligo di connessione di terzi non interconnesse, neppure indirettamente, con la rete di trasmissione nazionale. Le citate unità sono essenziali per la sicurezza degli ambiti territoriali serviti da tali reti, essendo le uniche risorse in grado di garantire la continuità del servizio elettrico su detti ambiti e di fornire anche i diversi servizi ancillari indispensabili all'erogazione del servizio. Con le delibere 1° aprile 2020, 108/2020/R/eel, e 5 maggio 2020, 154/2020/R/eel, l'Autorità ha accolto le istanze di reintegrazione dei costi, rispettivamente per gli anni 2011 e 2012, avanzate da Enel Produzione per le unità isolate nella propria disponibilità (Stromboli, Ginostra, Panarea – Lipari, Alicudi – Lipari, Filicudi, Capraia, Ventotene, Vulcano Termo, S. Marina Salina e Malfa), riconoscendo un importo di costi fissi di capitale inferiore a quanto richiesto da Enel Produzione e considerando i proventi relativi ai certificati verdi tra i ricavi riconosciuti relativi ai medesimi anni.

CAPITOLO 3

Acconti sui corrispettivi di reintegro

Al fine di contenere l'onerosità dell'esposizione finanziaria cui sono soggetti gli utenti del dispacciamento titolari di impianti in regime di reintegrazione, l'Autorità ha previsto l'erogazione, da parte di Terna, di un acconto del corrispettivo:

- per gli anni dal 2016 al 2018, in relazione alle unità di produzione essenziali isolate Stromboli, Ginostra, Panarea – Lipari, Alicudi – Lipari, Filicudi, Capraia, Ventotene, Vulcano Termò, S. Marina Salina e Malfa, nella disponibilità di Enel Produzione (delibera 21 aprile 2020, 133/2020/R/eel);
- per l'anno 2019, con riferimento agli impianti Centrale di Modugno (delibera 3 novembre 2020, 440/2020/R/eel), Sulcis (delibera 3 novembre 2020, 441/2020/R/eel), San Filippo del Mela 220 kV (delibera 10 novembre 2020, 451/2020/R/eel), Brindisi Sud (delibera 10 novembre 2020, 452/2020/R/eel), Porto Empedocle (delibera 17 novembre 2020, 467/2020/R/eel), Assemini (delibera 24 novembre 2020, 487/2020/R/eel), Fiume Santo (delibera 24 novembre 2020, 488/2020/R/eel) e Portoferraio (delibera 1° dicembre 2020, 505/2020/R/eel);
- per l'anno 2020, relativamente agli impianti Sulcis (delibera 24 novembre 2020, 489/2020/R/eel), Brindisi Sud (delibera 1° dicembre 2020, 506/2020/R/eel), Assemini e Porto Empedocle (delibera 9 dicembre 2020, 527/2020/R/eel), Fiume Santo (delibera 9 dicembre 2020, 528/2020/R/eel), Centrale di Modugno (delibera 9 dicembre 2020, 529/2020/R/eel) e San Filippo del Mela 220 kV (delibera 9 dicembre 2020, 530/2020/R/eel).

L'acconto, per gli anni dal 2016 al 2018, relativo alle unità di produzione essenziali isolate è stato determinato dall'Autorità come pari all'80% dell'ammontare complessivo annuo richiesto da Enel Produzione a titolo di corrispettivo di reintegrazione.

Per quanto riguarda l'acconto del corrispettivo per l'anno 2019, il riconoscimento è stato limitato al 70% della differenza tra, da un lato, il minore valore tra l'importo dei costi fissi richiesti dall'utente del dispacciamento interessato per il medesimo anno e l'importo dei costi fissi *benchmark* e, dall'altro lato, il margine di contribuzione risultante dall'istanza di reintegrazione avanzata dallo stesso utente per l'anno 2019. A tal proposito, i costi fissi *benchmark* sono stati definiti come:

- nel caso degli impianti Brindisi Sud, Centrale di Modugno, Fiume Santo e Sulcis, l'importo massimo dei costi fissi soggetti all'impegno cui l'utente si è vincolato nell'istanza di ammissione alla reintegrazione dei costi, mentre, per l'impianto San Filippo del Mela 220 kV, la somma tra detto importo massimo e, relativamente ai costi fissi non soggetti all'impegno, quanto riconosciuto in occasione dell'ultima determinazione del corrispettivo per anni precedenti al 2019;
- per gli altri impianti (Porto Empedocle, Assemini e Portoferraio), il maggior valore tra i costi fissi riconosciuti relativi all'ultimo anno con riferimento al quale è stato riconosciuto il corrispettivo e i costi fissi stimati per l'anno 2019, riportati dall'utente del dispacciamento nell'istanza di ammissione alla reintegrazione dei costi per il medesimo anno.

Infine, rispetto all'acconto del corrispettivo per una parte dell'anno 2020, gli utenti del dispacciamento, secondo quanto stabilito dalla disciplina vigente, hanno richiesto un importo pari alla differenza tra, da un lato, la somma tra i costi variabili riconosciuti del periodo cui l'acconto si riferisce e il minore tra la stima aggiornata dei costi fissi relativi al medesimo periodo e una quota massima della stima dei costi fissi contenuta nell'istanza di ammissione e, dall'altro lato, i ricavi riconosciuti relativi al periodo di riferimento dell'acconto. Nel caso degli impianti per i quali i relativi utenti hanno assunto un impegno in termini di limite superiore al riconoscimento dei costi fissi (Brindisi Sud, Centrale di Modugno, Fiume Santo, San Filippo del Mela 220 kV e Sulcis), ai fini del calcolo