

del regolamento, cioè transazioni di prodotti energetici all'ingrosso che forniscano o siano suscettibili di fornire indicazioni false o tendenziose in merito all'offerta, alla domanda o al prezzo dei prodotti energetici all'ingrosso. I due *trader* hanno presentato proposte di impegni attualmente al vaglio dell'Autorità.

Sono stati altresì avviati due procedimenti sanzionatori e prescrittivi in forma semplificata nei confronti di altrettante imprese di distribuzione del gas per violazione degli obblighi informativi in materia di *settlement* del gas naturale. Segnatamente, i due distributori non hanno trasmesso al responsabile del bilanciamento, nel rispetto delle regole all'uopo stabilite, le misure riguardanti i prelievi di gas naturale necessarie alla determinazione delle relative partite fisiche ed economiche. Entrambi i procedimenti si sono conclusi con l'adesione dei soggetti interessati alla procedura semplificata, mediante pagamento della sanzione in misura ridotta (poiché le condotte contestate erano già cessate) per complessivi 21.000 euro.

Nel corso del 2020 sono stati avviati anche due procedimenti sanzionatori per inosservanza delle disposizioni in materia di regolazione delle partite economiche relative all'energia elettrica destinata allo Stato Città del Vaticano. Le due società, un'impresa di distribuzione e un esercente la vendita, hanno tempestivamente presentato una proposta di impegni attualmente al vaglio dell'Autorità.

Nel 2020, l'Autorità ha concluso 13 procedimenti sanzionatori in materia di strategie di programmazione non diligenti nell'ambito del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica, di cui 2 con provvedimenti di archiviazione e 11 con irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie per un totale di 3.457.300 euro.

Mercati *retail* e tutela dei clienti finali

Nel 2020 è stato avviato un procedimento sanzionatorio e prescrittivo in forma semplificata per violazioni in materia di Sistema informativo integrato nei confronti di un'impresa di distribuzione di energia elettrica, conclusosi con l'adesione alla procedura semplificata, mediante cessazione delle condotte contestate e pagamento della sanzione in misura ridotta pari a 32.000 euro.

Per violazione dell'obbligo partecipativo alle procedure conciliative sono stati avviati tre procedimenti sanzionatori nei confronti di altrettante società ed è stato concluso un procedimento con l'irrogazione di una sanzione pari a 22.600 euro e l'adozione di un provvedimento prescrittivo.

Nello stesso anno, è stato avviato un procedimento sanzionatorio nei confronti di un'impresa di distribuzione del gas naturale per inosservanza degli standard di comunicazione tra i soggetti operanti nel settore del gas naturale stabiliti dall'Autorità con la delibera 18 dicembre 2006, 294/06, nonché della prescrizione di cui al punto 2 della delibera 15 settembre 2020, 333/2020/E/com.

Nel 2020 sono stati chiusi con l'approvazione di impegni tre procedimenti sanzionatori e prescrittivi per l'accertamento di violazioni in materia di fatturazione dei consumi energetici e un procedimento sanzionatorio e prescrittivo per l'accertamento di violazioni in materia di trasparenza della bolletta (in merito si veda il precedente punto "Il sub-procedimento per impegni").

Con riferimento alle medesime violazioni, l'Autorità ha chiuso, altresì, due procedimenti, di cui uno con provvedimento di archiviazione e l'altro con l'irrogazione di una sanzione di 6.864.000 euro, adottando inoltre in tal caso un provvedimento prescrittivo.

CAPITOLO 10

Infine, nel 2020 l'Autorità ha concluso un procedimento sanzionatorio per violazioni in materia di risoluzione del contratto tra utente del dispacciamento dell'energia elettrica e controparte commerciale per inadempimento di quest'ultima, irrogando una sanzione nella misura complessiva di 124.200 euro.

Esigenze conoscitive dell'Autorità

Nel 2020 sono stati chiusi tre procedimenti avviati per violazione degli obblighi informativi, di cui uno, in materia di dati di *performance* del servizio di misura del gas naturale, con provvedimento di archiviazione e due, in tema di reclami allo Sportello per il consumatore energia e ambiente, con l'irrogazione di altrettante sanzioni per un totale complessivo di 46.800 euro.

Violazioni della regolazione del settore idrico

Il numero di procedimenti sanzionatori avviati in materia nel 2020 si attesta sul dato di due atti di avvio. In particolare, sono stati avviati due procedimenti sanzionatori per violazioni della regolazione in materia tariffaria e in materia di misura, di cui uno con procedura semplificata, concluso con l'adesione della società e il pagamento di una sanzione in misura ridotta di 61.000 euro.

Nel 2020 l'Autorità ha chiuso 12 procedimenti sanzionatori con l'irrogazione di altrettante sanzioni per un totale di 892.170 euro, adottando in 7 casi anche provvedimenti prescrittivi.

Violazioni della regolazione del settore del telecalore

Nel 2020, come detto, sono stati avviati i primi tre procedimenti sanzionatori per violazioni di obblighi informativi in materia di qualità commerciale del servizio del telecalore (comprendente il teleriscaldamento e il teleraffrescamento).

Risoluzione delle controversie tra i soggetti regolati

Con la delibera 18 maggio 2012, 188/2012/E/com, recante "Approvazione della disciplina per la trattazione dei reclami presentati da operatori contro un gestore di un sistema di trasmissione, di trasporto, di stoccaggio, di un sistema GNL o di distribuzione", l'Autorità ha varato le regole procedurali relative alla funzione giustiziale di derivazione comunitaria (art. 44 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93), che riguarda la risoluzione delle controversie tra operatori e gestori di rete in materia di accesso e utilizzo delle infrastrutture energetiche, nonché l'erogazione del servizio di connessione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili. Anche nel 2020 la tutela giustiziale – alternativa a quella giurisdizionale¹² – si conferma uno

¹² Ai sensi dell'art. 3, comma 3.9, dell'allegato A alla delibera 188/2012/E/com, viene disposta l'archiviazione del reclamo qualora, tra l'altro, per la fattispecie oggetto dell'istanza "sia stato presentato ricorso innanzi all'autorità giurisdizionale".

VIGILANZA E CONTENZIOSO • Intersettoriale

strumento rapido e agevolmente fruibile dagli operatori, in modo del tutto gratuito, per perseguire gli obiettivi di carattere pubblicistico, posti dalla normativa europea e dalla disciplina nazionale (primaria e regolatoria), e un presidio fondamentale, largamente apprezzato e utilizzato dagli *stakeholder*, a garanzia della funzionalità e dell'effettività del regime di accesso e utilizzo delle infrastrutture energetiche. In ragione della centralità assunta da tale rimedio nell'ambito delle proprie funzioni di *enforcement*, l'Autorità ha inserito lo sviluppo e la promozione della risoluzione stragiudiziale delle controversie tra operatori e l'aggiornamento del Massimario delle relative decisioni nell'ambito degli obiettivi strategici della propria azione istituzionale nel periodo 2019-2021, prevedendo una specifica linea di intervento al fine di realizzare maggiori livelli di *compliance* regolatoria, in un'ottica deflattiva del contenzioso.

Nel corso del 2020 la trattazione dei reclami è avvenuta nel rispetto della normativa statale di riferimento, connessa all'emergenza da Covid-19. In particolare, si è tenuto conto della sospensione obbligatoria dei termini dei procedimenti amministrativi, nel periodo dal 23 febbraio al 15 maggio 2020, disposta dall'art. 103 del decreto legge 17 marzo 2020, n. 18, coordinato con la legge di conversione 24 aprile 2020, n. 27, e s.m.i., ed è stata celebrata, in collegamento da remoto in videoconferenza, un'audizione delle parti, indetta dal responsabile del procedimento ai sensi dell'art. 4, comma 2, dell'allegato A alla delibera 188/2012/E/com.

Dall'entrata in vigore della delibera 188/2012/E/com sono stati presentati 623 reclami, di cui 61 nel 2020. Di questi:

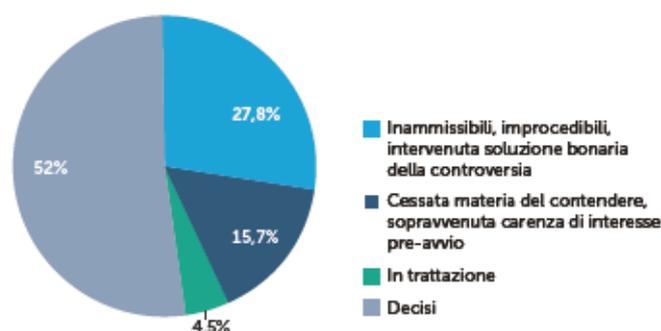
- 271 (il 43,5%), di cui 47 presentati nel 2020, sono stati archiviati, in particolare: 169 (di cui 29 presentati nel 2020) per inammissibilità, improcedibilità o intervenuta soluzione bonaria tra le parti nel corso del procedimento; 95 (di cui 18 presentati nel 2020) perché il gestore di rete, nel corso del procedimento, ha soddisfatto l'istanza del reclamante. Inoltre, tre reclami sono stati archiviati per sostanziale coincidenza delle questioni devolute alla cognizione dell'autorità giudiziaria e dell'Autorità, tre sono stati archiviati per sopravvenuta carenza di interesse del reclamante, avendo il gestore di rete soddisfatto l'istanza prima ancora dell'avvio della trattazione del reclamo, e un reclamo è stato archiviato a causa dell'avvio, per la fattispecie oggetto dell'istanza, di un procedimento per l'esercizio dei poteri sanzionatori e prescrittivi di cui alle lettere c) e d) dell'art. 2, comma 20, della legge 14 novembre 1995, n. 481¹³. Pertanto, in un quadro di sempre maggiore attenzione alla *compliance* regolatoria, si conferma il recente *trend* positivo delle archiviazioni disposte dagli Uffici per cessata materia del contendere, ossia dei casi in cui, senza la necessità di adottare una delibera vincolante da parte del Collegio, il gestore di rete, a seguito dell'avvio del procedimento, provvede a soddisfare la pretesa del reclamante. Tale tendenza è anche da attribuire alla diffusione tra gli operatori della conoscenza dei consolidati indirizzi interpretativi assunti dall'Autorità nell'esercizio della funzione giustiziale contenuti nel Massimario pubblicato sul sito istituzionale. Nell'ambito di questa tendenza appaiono, altresì, degni di nota anche i casi di archiviazione del reclamo prima ancora che l'Autorità comunichi alle parti l'avvio del procedimento, poiché la criticità dedotta dal reclamante viene risolta dal gestore subito dopo la presentazione del reclamo; in questa eventualità si azzerano, di fatto, i tempi procedurali, in aderenza ai canoni di efficienza ed economicità dell'azione amministrativa (art. 1 della legge 7 agosto 1990, n. 241), espressione del principio costituzionale di buon andamento della stessa (art. 97 della Costituzione);
- 28 (il 4,5 %), di cui 8 presentati nel 2020, erano in corso di trattazione al 31 dicembre 2020;
- 324 (il 52%), di cui 6 presentati nel 2020, sono stati oggetto di decisione, per un totale di 240 delibere emanate

¹³ Ai sensi dell'art. 3, comma 3.9, dell'allegato A alla delibera 188/2012/E/com, viene disposta l'archiviazione del reclamo qualora, tra l'altro, per la fattispecie oggetto dell'istanza "sia stato avviato un procedimento per l'esercizio dei poteri di cui alla lettera c) e d) dell'articolo 2, comma 20 della legge 14 novembre 1995, n. 481".

CAPITOLO 10

(di cui 27 nel 2020). Si rileva che il numero di delibere è inferiore al numero dei reclami presentati perché alcune di esse, per la sostanziale identità delle questioni tecniche e giuridiche affrontate, hanno trattato congiuntamente più reclami.

FIG. 10.6 Reclami presentati dagli operatori gestiti dall'Autorità ai sensi della delibera 188/2012/E/com (giugno 2012-dicembre 2020)



Fonte: ARERA.

FIG. 10.7 Reclami fra operatori gestiti dall'Autorità ai sensi della delibera 188/2012/E/com (focus sul 2020)



Fonte: ARERA.

Il tempo medio di risoluzione delle controversie tra operatori economici ex delibera 188/2012/E/com, gestite dall'Autorità, è di 8 mesi e 4 giorni.

Le decisioni assunte dall'Autorità vengono rispettate nella quasi totalità dei casi; in particolare, la maggior parte delle decisioni (circa l'85%) è stata immediatamente recepita e messa in atto dalle parti, mentre le restanti (circa il 15%) sono state recepite e attuate solo a seguito dei solleciti della Direzione Advocacy Consumatori e Utenti dell'Autorità.

Nel corso del 2020, nel rispetto del descritto obiettivo strategico e della linea di intervento indicata, è inoltre proseguito l'aggiornamento del Massimario¹⁴ delle decisioni rese dall'Autorità nell'esercizio della funzione giustiziale. Tale strumento – liberamente accessibile dagli interessati dal sito istituzionale di ARERA – ha l'obiettivo

¹⁴ Le massime consultabili nel Massimario sono prive di valore legale, avendo unicamente lo scopo di favorire la divulgazione degli orientamenti espressi dall'Autorità nell'esercizio della funzione giustiziale.

VIGILANZA E CONTENZIOSO • Intersettoriale

di favorire la più ampia comprensione e diffusione degli indirizzi interpretativi adottati dall'Autorità in sede giustiziale, al fine di soddisfare esigenze di certezza e uniformità in merito alla loro applicazione, in un'ottica di *compliance* regolatoria e di deflazione del contenzioso giurisdizionale e giustiziale, come testimoniato anche dal citato tendenziale aumento dei casi di archiviazione dei reclami senza la necessità di una decisione dell'Autorità, avendo il gestore soddisfatto la pretesa del reclamante nelle more del procedimento: tali casi nel 2020 hanno rappresentato il 29,5% del totale, contro il 15,7% della media di tutto il periodo considerato.

Settore elettrico

Con riferimento al settore elettrico, le decisioni adottate dall'Autorità nel 2020 in seguito ai reclami presentati dagli operatori regolati hanno riguardato principalmente le tematiche che seguono.

Saturazione della rete

In materia di saturazione virtuale della rete elettrica, nell'anno 2020 l'Autorità ha deciso 12 reclami, accogliendone parzialmente 4 (delibere 21 gennaio 2020, 5/2020/E/eel, 19 maggio 2020, 168/2020/E/eel, 23 giugno 2020, 225/2020/E/eel e 22 settembre 2020, 343/2020/E/eel) e respingendone 8 (delibere 4 febbraio 2020, 26/2020/E/eel, 24 marzo 2020, 77/2020/E/eel, 6 ottobre 2020, 357/2020/E/eel, 13 ottobre 2020, 371/2020/E/eel, 13 ottobre 2020, 372/2020/E/eel, 10 novembre 2020, 448/2020/E/eel, 17 novembre 2020, 460/2020/E/eel e 1° dicembre 2020, 499/2020/E/eel).

In particolare, con le delibere 5/2020/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Energyka S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione con codice di rintracciabilità 129374675", 168/2020/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Eurogreen S.r.l. in liquidazione nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione 120508293", 225/2020/E/eel, "Decisione del reclamo presentato dalla Ditta individuale Guarini Erminio nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione con codice di rintracciabilità 125829511", e 343/2020/E/eel, "Decisione del reclamo presentato dalla Ditta individuale Guarini Erminio nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione con codice di rintracciabilità 127002799", dall'analisi della documentazione agli atti (talvolta anche acquisita in contraddittorio con il gestore in occasione della verifica ispettiva effettuata ai sensi della delibera 24 marzo 2017, 174/2017/E/eel) l'Autorità ha accertato che il gestore di rete, nell'emissione del preventivo di connessione, non ha elaborato la soluzione tecnica minima prevista dall'art. 7, comma 3, lettera b), del TICA¹⁵, per un'errata valutazione dello stato di saturazione virtuale della rete. Dall'analisi della documentazione è risultato, infatti, che una o più delle pratiche – considerate dal gestore per la valutazione della capacità di rete prenotata al momento dell'emissione del preventivo – dovevano, invece, essere annullate, in base alla corretta applicazione delle disposizioni del TICA, o perché i preventivi non erano stati accettati entro i termini previsti, o perché, dopo la loro accettazione, non erano seguite né la dichiarazione di avvio del procedimento autorizzativo ai sensi dell'art. 9 del TICA, né la dichiarazione di inizio lavori di cui all'art. 31 del TICA, e il gestore aveva inviato i solleciti con ritardo rispetto ai tempi dovuti.

¹⁵ Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione (o, semplicemente, Testo integrato delle connessioni attive), allegato A alla delibera 23 luglio 2008, ARG/elt/99/08.

CAPITOLO 10

Con le delibere 26/2020/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Lucon S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione con codice di rintracciabilità T0718839", 357/2020/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Energyka S.r.l. in liquidazione nei confronti di e-distribuzione S.p.A.", relativo alla pratica di connessione con codice di rintracciabilità 132331854", 371/2020/E/eel, "Decisione del reclamo presentato dalla Ditta individuale Guarini Erminio nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione con codice di rintracciabilità 140551120", 372/2020/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Eurogreen S.r.l. in liquidazione nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione con codice di rintracciabilità 132331467", 448/2020/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Energyka S.r.l. in liquidazione nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione con codice di rintracciabilità 129401180", 460/2020/E/eel, "Decisione del reclamo presentato dalla Ditta individuale Guarini Erminio nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione con codice di rintracciabilità 135181883", e 499/2020/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Energyka S.r.l. in liquidazione nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione con codice di rintracciabilità 140548670", l'Autorità ha ribadito che l'art. 7, comma 3, lettera b), del TICA prescrive al gestore di rete di offrire nel preventivo di connessione una soluzione al c.d. minimo tecnico e ha chiarito che – qualora il richiedente contesti che la soluzione di connessione proposta sia al minimo tecnico per un'errata valutazione della saturazione virtuale – rientra nei propri poteri istruttori acquisire dal gestore la documentazione idonea a comprovare l'effettiva e totale saturazione – alla data di elaborazione del preventivo di connessione (e/o di eventuali richieste di modifica) – delle reti elettriche in media e bassa tensione (nonché, eventualmente, delle cabine primarie) ricadenti nell'ambito spaziale rivendicato dal reclamante per la realizzazione dell'impianto di produzione, anche a seguito di annullamento (ora per allora) di pratiche di connessione in applicazione del TICA.

Qualora dall'analisi della suddetta documentazione – e anche a seguito di annullamento di pratiche che abbiano liberato quote di capacità di rete che risultava soltanto prenotata e non sfruttata dai produttori al momento dell'emissione del preventivo oggetto di reclamo – persista la presenza di criticità per la connessione alle predette linee (per il superamento della corrente massima di guasto a terra della bobina di Petersen o per violazioni dei limiti stabiliti dal gestore per le variazioni lente della tensione, anche su una sola linea elettrica afferente alla semisbarra interessata dalla verifica), risulta confermata l'impossibilità di individuare soluzioni di connessioni più semplici rispetto a quella elaborata nel preventivo fornito che, pertanto, rappresentava la "soluzione tecnica minima di connessione" prescritta dal TICA.

Con la delibera 77/2020/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Alta Energia S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione con codice di rintracciabilità 163531514", l'Autorità ha accertato che è legittimo il diniego del gestore ad accogliere una modifica del preventivo – che comporti un aumento della potenza in immissione rispetto a quella già accordata – basato sullo stato di saturazione della rete elettrica. Per individuare la soluzione tecnica minima di connessione relativa alla richiesta di allacciamento alla rete in media tensione di un impianto di produzione, il gestore utilizza un apposito software che simula il comportamento statico della rete di distribuzione tramite un suo modello. La decisione in parola ha, inoltre, osservato che rientra nei poteri istruttori dell'Autorità la verifica della correttezza delle simulazioni di rete – che hanno condotto il gestore a respingere la richiesta del reclamante – sia tramite richieste di nuove simulazioni basate su dati tecnici corretti, sia tramite l'analisi dei report relativi alle modalità operative adoperate dal gestore per valutare l'impatto dell'impianto di produzione sulla rete elettrica. L'Autorità ha altresì chiarito che, per pervenire a una valutazione tecnica diversa da quella che ha condotto il gestore a respingere la richiesta del reclamante, occorre che dalle risultanze dell'istruttoria tecnica emergano elementi che consentano di smentire,

VIGILANZA E CONTENZIOSO • Intersettoriale

con un apprezzabile margine di certezza, gli esiti delle simulazioni di rete effettuate dal gestore o eventuali criticità evidenziate dal gestore attinenti al mantenimento/superamento del "limite termico" sulla linea richiesta per la connessione.

Inoltre, nelle delibere 5/2020/E/eel, 343/2020/E/eel, 357/2020/E/eel, 371/2020/E/eel, 372/2020/E/eel, 448/2020/E/eel, 460/2020/E/eel e 499/2020/E/eel, l'Autorità ha osservato che, alla luce del quadro regolatorio di cui all'art. 7, comma 3, lettere c), e) e j), del TICA, l'acquisizione dei permessi su proprietà privata e/o condominiale, laddove relativa a infrastrutture da realizzare nell'area di pertinenza del produttore, ricade nella sua competenza, anche se la disposizione normativa non richiede di realizzare in proprio l'impianto di rete per la connessione, ai sensi dell'art. 16, comma 1, del TICA.

Ancora, nelle delibere 5/2020/E/eel, 77/2020/E/eel, 168/2020/E/eel, 225/2020/E/eel, 343/2020/E/eel, 357/2020/E/eel, 371/2020/E/eel, 372/2020/E/eel, 448/2020/E/eel, 460/2020/E/eel e 499/2020/E/eel, l'Autorità non ha ritenuto fondata la richiesta del reclamante di vedersi riconosciuto il diritto all'indennizzo automatico di cui agli artt. 14 e 40 del TICA, in quanto, sulla base della documentazione acquisita nel corso del procedimento, non sono stati rilevati ritardi da parte del gestore nei tempi di risposta alle istanze del reclamante.

Infine, nelle delibere 26/2020/E/eel, 77/2020/E/eel, 168/2020/E/eel, 225/2020/E/eel, 343/2020/E/eel, 357/2020/E/eel, 371/2020/E/eel, 372/2020/E/eel, 448/2020/E/eel, 460/2020/E/eel e 499/2020/E/eel, in relazione alla richiesta del reclamante di prescrivere al gestore di consentirgli l'accesso, ai sensi degli artt. 22 e seguenti della legge n. 241/1990, alla documentazione comprovante l'effettiva saturazione della rete al momento dell'emissione del preventivo, l'Autorità ha evidenziato che tale istanza, qualora non ancora soddisfatta, potrà eventualmente essere fatta valere nella competente sede giurisdizionale, non rientrando la questione nella propria sfera di attribuzione/competenza giustiziale.

Connessione a reti di distribuzione

Con la delibera 24 marzo 2020, 92/2020/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da VRD 13 S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione con codice di rintracciabilità 178489493", l'Autorità ha rilevato che, qualora il richiedente si avvalga – ai fini del potenziamento di un impianto fotovoltaico – del procedimento autorizzativo unico (previsto dall'art. 12 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387) e all'atto di accettazione del preventivo richieda al gestore di predisporre la documentazione necessaria da presentare nell'ambito del suddetto procedimento, ai sensi dell'art. 9, comma 2, del TICA, il gestore ha l'obbligo di "fornire, senza alcun onere aggiuntivo, tutte le informazioni necessarie al fine della predisposizione della documentazione da presentare nell'ambito del procedimento unico". Inoltre, su richiesta del richiedente la connessione, il gestore è tenuto a predisporre la documentazione da fornire nell'ambito del procedimento unico per autorizzare le parti relative alla rete elettrica, a fronte di un corrispettivo che è tenuto a determinare all'interno delle proprie Modalità e condizioni contrattuali (MCC) per l'erogazione del servizio di connessione. Qualora emerga che il reclamante si sia premurato di richiedere al gestore "la documentazione necessaria per lo svolgimento dell'iter autorizzativo delle opere di rete per la connessione" e lo abbia reiteratamente sollecitato in tal senso, può ritenersi che abbia assolto al proprio obbligo professionale di diligenza c.d. specifica ex art. 1176, comma 2, del codice civile. Può dirsi accertato *per tabulas* che il gestore non abbia correttamente adempiuto all'obbligo di predisporre tutta la documentazione necessaria da presentare nell'ambito del procedimento unico per il rilascio

CAPITOLO 10

dell'autorizzazione delle parti relative alla rete elettrica, previsto dal citato art. 9, comma 2, del TICA, qualora emerga che detta documentazione sia risultata idonea unicamente in merito al procedimento di *screening*, ma si sia rivelata incompleta ai fini dell'avvio dell'iter autorizzativo ex art. 12 del decreto legislativo n. 387/2003, stante la comunicazione di improcedibilità dell'istanza, da parte dell'ente competente, per carenze documentali riconducibili al gestore. L'Autorità ha, inoltre, stigmatizzato il comportamento del gestore che – dopo aver *“preso in carico la comunicazione di ARPAE riguardante la documentazione da integrare”* e avere effettivamente trasmesso al reclamante la documentazione mancante per l'avvio del procedimento unico – abbia però precluso a quest'ultimo la possibilità di riavviare il procedimento autorizzativo, avendo annullato la pratica pochi giorni dopo. A fronte di tale condotta del gestore, ex art. 9, comma 11, del TICA, è stata ritenuta, pertanto, fondata la richiesta di restituzione del corrispettivo per la connessione, *id est* 30% del corrispettivo di connessione (versato dal reclamante all'accettazione del preventivo, maggiorato degli interessi legali) e del corrispettivo per la copertura dei costi sostenuti per la predisposizione della documentazione autorizzativa. L'Autorità non ha invece ritenuto dovuta la restituzione, da parte del gestore, del residuo importo relativo al corrispettivo versato per l'ottenimento del preventivo, ai sensi dell'art. 6, comma 6, del TICA, trattandosi di voce determinata, a livello regolatorio, in un importo forfetario previsto a copertura dei costi che il gestore deve sostenere per la predisposizione del preventivo di connessione. E invero, poiché nel caso di specie il preventivo è stato emesso dal gestore – sostenendone i relativi costi amministrativi –, in assenza di una espressa previsione regolatoria non può essere prescritta la restituzione al reclamante del corrispettivo. Infine, per quanto riguarda la richiesta di risarcimento di danni avanzata dal reclamante, l'Autorità ha ritenuto che tale istanza potrà eventualmente essere fatta valere nella competente sede giurisdizionale, non rientrando la questione nella propria sfera di attribuzione/competenza giustiziale.

Con la delibera 28 luglio 2020, 286/2020/E/eel, “Decisione del reclamo presentato da STA Engineering S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione con codice di rintracciabilità 219227795”, l'Autorità ha chiarito che nessuna disposizione del TICA prevede un divieto assoluto di presentare una richiesta di modifica del preventivo per apportare correzioni al valore della potenza in immissione richiesta, anche qualora le correzioni rientrino nei limiti di variazione di tale valore, indicati dall'art. 40, comma 7, lettera a), del TICA medesimo. Infatti, come previsto dall'art. 7, comma 5, del TICA, il gestore ha, comunque, la facoltà di rifiutare la richiesta di modifica del preventivo – *rectius*, di emettere formalmente un nuovo preventivo modificato – evidenziandone le motivazioni. In tale ottica, è legittimo il rifiuto del gestore di emettere un nuovo preventivo, a fronte di una richiesta di correzione – al valore della potenza in immissione già richiesta – rientrante nei limiti di variazione di detto valore, indicati dal citato art. 40, comma 7, lettera a). Ad avviso dell'Autorità risponde, peraltro, al canone della diligenza c.d. specifica, di cui all'art. 1176, comma 2, del codice civile, la scelta del gestore di prevedere una nuova scadenza per l'accettazione del primo preventivo, nel dubbio che *“la comunicazione di modifica del preventivo potrebbe aver ingenerato nella reclamante la convinzione di ottenere un nuovo preventivo”*.

Con la delibera 20 ottobre 2020, 386/2020/E/eel, “Decisione del reclamo presentato da Agebas S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.A.”, l'Autorità ha chiarito che, in relazione al periodo in cui la voltura di una pratica di connessione non era disciplinata direttamente dal TICA *pro tempore* vigente e trovavano applicazione le disposizioni previste dalle singole imprese distributrici all'interno delle proprie Modalità e condizioni contrattuali (MCC), allorquando la comunicazione di voltura di una pratica conteneva tutti gli elementi previsti dalle MCC predisposte dal gestore, quest'ultimo era tenuto a prendere atto della voltura e a riferirsi al soggetto subentrato per tutte le questioni relative alla gestione della pratica di connessione trasferita. Le MCC del gestore *ratione*

VIGILANZA E CONTENZIOSO • Intersettoriale

temporis applicabili al caso di specie non prevedevano, tra i requisiti necessari alla voltura della pratica di connessione, la dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà relativa alla disponibilità del sito di ubicazione dell'impianto di produzione, bensì unicamente che vi fosse il consenso scritto del precedente titolare della pratica di connessione e che il soggetto che subentrava nel rapporto accettasse le condizioni generali del contratto di connessione e del contratto di misura e inviasse il regolamento di esercizio firmato e aggiornato in ogni sua parte. Alla luce di quanto illustrato, l'Autorità, avendo accertato l'avvenuto rispetto delle suddette condizioni previste dalle richiamate MCC, ha ritenuto che la mancanza della dichiarazione sostitutiva non potesse costituire condizione ostativa al perfezionamento della voltura del preventivo. Ne consegue che illegittimamente il gestore non ha ritenuto valida la richiesta di voltura oggetto del reclamo e quindi non l'ha registrata dal momento del ricevimento.

Con la delibera 27 ottobre 2020, 403/2020/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Econtaminazioni S.r.l.s. nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione con codice di rintracciabilità 191708741", l'Autorità ha rilevato preliminarmente che, nel caso di connessioni in media tensione, l'art. 9, comma 3, del TICA, prevede che, entro 90 giorni lavorativi dalla data in cui è stato accettato il preventivo, il richiedente – qualora si sia avvalso, in sede di accettazione del preventivo, della facoltà di realizzare in proprio l'impianto di rete e di curare tutti gli adempimenti connessi alle relative procedure autorizzative – debba presentare alle autorità competenti la richiesta di avvio del procedimento autorizzativo unico, comprensiva di tutta la documentazione necessaria, ivi compreso il progetto definitivo dell'impianto validato dal gestore. L'Autorità ha, inoltre, chiarito che, qualora dalla dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà resa dal reclamante risulti che lo stesso abbia trasmesso il progetto definitivo dell'impianto di rete al gestore, tramite la sezione "Altre comunicazioni" del portale informatico, oltre il citato termine decadenziale, al fine di ottenerne la validazione, consegue che, indipendentemente dai problemi di funzionamento del "Portale produttori" lamentati dal reclamante, risulta accertato il mancato rispetto della scadenza prevista dalla regolazione ai fini dell'avvio dell'iter autorizzativo. È, quindi, corretto il conseguente annullamento della pratica di connessione da parte del gestore, essendo decaduto il relativo preventivo.

Con la delibera 24 novembre 2020, 496/2020/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Helios S.r.l.s. nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione con codice di rintracciabilità 231928202", l'Autorità ha accertato che correttamente il gestore ha richiesto al reclamante alcune integrazioni alla domanda di connessione, poiché questa non conteneva le informazioni prescritte (nel caso di specie: il valore della potenza nominale dell'impianto di produzione era differente da quello indicato nello schema elettrico unifilare; in quest'ultimo non erano indicati l'ubicazione dell'impianto di produzione e i dati del committente; la documentazione antimafia non era completa). Infatti, l'art. 6, comma 3 del TICA prevede che, nella richiesta di connessione, il richiedente comunichi al gestore diverse informazioni e fornisca diversi documenti utili alla predisposizione del preventivo per la connessione, mentre l'art. 1, comma 1, lettera ll), sancisce che il tempo di messa a disposizione del preventivo per la connessione è il tempo intercorrente tra la data di ricevimento della richiesta di connessione, corredata da tutte le informazioni prescritte dal TICA, e la data effettiva di messa a disposizione del preventivo per la connessione. Inoltre, l'Autorità ha ritenuto che non sia censurabile, sotto il profilo regolatorio, il fatto che il gestore abbia richiesto al reclamante le integrazioni necessarie decorsi 42 giorni lavorativi dalla presentazione della richiesta di connessione (e quindi a 18 giorni lavorativi dalla potenziale data di scadenza per la messa a disposizione del preventivo). Invero, nonostante l'art. 7, comma 1, del TICA, preveda che "Qualora le richieste di cui ai commi 6.1 o 6.2 non siano corredate da tutte le informazioni come definite nel presente provvedimento, il gestore di rete ne dà tempestivamente comunicazione al richiedente", la suddetta circostanza temporale – seppur valutabile certamente sotto il profilo dell'efficienza aziendale – non configura, di

CAPITOLO 10

per sé, una violazione della regolazione, atteso che, ai sensi del combinato disposto dell'art. 7, comma 1 e dell'art. 1, comma 1, lettera ll), del TICA, per potenze in immissione richieste superiori a 1.000 kW, il gestore dispone di 60 giorni lavorativi per mettere a disposizione del richiedente il preventivo di connessione e tale termine decorre da quando il gestore riceve tutta la documentazione completa relativa alla richiesta di connessione. Tuttavia l'Autorità, rilevata l'opportunità che il gestore provveda a una soluzione generale e organica della problematica oggetto della decisione, ha raccomandato al medesimo gestore di analizzare la completezza delle domande di connessione – sia relative a nuove connessioni, sia di adeguamento di connessioni esistenti – nel più breve tempo possibile, così da poter tempestivamente comunicare al richiedente le eventuali integrazioni necessarie, come previsto dall'art. 7, comma 1, del TICA, anche al fine di evitare il reiterato e non risolutivo ricorso alla procedura giustiziale.

Servizio di misura

Con la delibera 28 gennaio 2020, 11/2020/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Alperia Smart Services S.r.l. nei confronti di Terna S.p.A. ed e-distribuzione S.p.A.", l'Autorità ha, in primo luogo, osservato che, ai sensi dell'art. 4, comma 4 del TIME¹⁶ vigente nel 2016, fino al 31 dicembre 2016 le attività di raccolta, validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica prelevata da punti di prelievo allacciati alla Rete di trasmissione nazionale (RTN) ricadevano nella responsabilità del distributore; di contro, dal 1° gennaio 2017, ai sensi dell'art. 6, comma 4 del TIME (nella versione *ratione temporis* applicabile alla controversia *de qua*), la responsabilità delle operazioni di gestione dei dati di misura, nonché di natura commerciale, per i suddetti punti di connessione è passata in capo al gestore della RTN (ovvero Terna). Sulla base di tali premesse, l'Autorità ha chiarito che, anche qualora si accerti l'inadempienza del soggetto responsabile del servizio di misura, per ritenere fondata l'esenzione dal pagamento dei corrispettivi di sbilanciamento ex art. 40 della delibera 9 giugno 2006, 111/06, occorre valutare se e in che misura detta inadempienza (nel caso di specie il mancato aggiornamento dell'algoritmo di misura) abbia realmente vincolato il reclamante a commettere errori nella programmazione dell'energia elettrica prelevata: ciò in quanto, come riconosciuto anche dalla giurisprudenza consolidata, *"il servizio di dispacciamento e, in particolare, la disciplina degli sbilanciamenti di cui agli artt. 39 e 40 della deliberazione n. 111 del 9 giugno 2006 hanno l'obiettivo principale di fornire agli utenti del dispacciamento un adeguato incentivo ad una corretta programmazione delle quantità di energia elettrica in immissione e in prelievo, e ciò nel rispetto dei principi di diligenza, perizia e prudenza posti a presidio del sistema elettrico"* (Tribunale amministrativo regionale per la Lombardia, sede di Milano, sez. II, 4 aprile 2018, n. 918). L'Autorità ha, inoltre, evidenziato che la società reclamante, quale operatore professionale esercente l'attività di vendita di energia elettrica, è tenuta, al pari del gestore, a operare con la diligenza c.d. specifica di cui all'art. 1176, comma 2, del codice civile, ricordando che ai sensi dell'art. 14, comma 6, della delibera 111/06 *"gli utenti del dispacciamento delle unità fisiche di produzione e consumo sono tenuti a definire ... programmi di immissione e prelievo utilizzando le migliori stime dei quantitativi di energia elettrica [effettivamente prodotti dalle medesime unità], in conformità ai principi di diligenza, prudenza, perizia e previdenza"*, e che, inoltre, *"la definizione di programmi di immissione e prelievo secondo i suddetti principi costituisce una norma di comportamento di rilevante importanza per ciascun utente"* (delibera 23 ottobre 2014, 552/2014/R/eel); ciò al fine di *"assicurare che la quantità di energia elettrica immessa in rete istante per istante sia corrispondente alle quantità prelevate"* (così si esprime giurisprudenza consolidata; ex multis, si veda il Tribunale amministrativo regionale per la Lombardia, sez. II, 5 aprile 2019, n. 761).

¹⁶ Testo Integrato delle disposizioni per la regolazione dell'attività di misura elettrica (o, semplicemente, Testo Integrato misura elettrica), allegato B alla delibera 27 dicembre 2019, 568/2019/R/eel.

Con la delibera 11 febbraio 2020, 31/2020/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Guzzo Giuseppe nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo ad un impianto fotovoltaico connesso con la rete tramite il POD IT001E916020945", l'Autorità ha chiarito che qualora, a seguito di un sopralluogo congiunto di tecnici del gestore e del produttore, sia accertata la presenza di un errore di cablaggio a livello del misuratore dell'energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico – che ha determinato un'errata lettura delle misure di produzione da parte del gestore e, conseguentemente, una non corretta trasmissione di tali letture al GSE –, occorre verificare se il gestore, in qualità di responsabile della rilevazione dei dati di misura ai sensi dell'art. 6, comma 2, del TIME, abbia trasmesso correttamente al GSE i dati di lettura dell'energia elettrica prodotta con riferimento al periodo antecedente al sopralluogo, consentendo così a quest'ultimo di saldare eventualmente gli importi dovuti al reclamante, ai sensi delle convenzioni in Conto energia e del servizio "Scambio sul posto", sulla base delle nuove misure ricevute. A tale scopo occorre, quindi, verificare la correttezza dei flussi di dati inviati dal gestore al GSE (ai sensi dell'art. 24, comma 1, del medesimo TIME) a rettifica delle precedenti misure della produzione. Infine, l'Autorità ha rilevato che qualora risulti che i kWh trasmessi dal gestore al GSE rappresentino un valore molto simile a quello ricavabile da una lettura effettuata dal reclamante sul contatore di produzione (indicata nei propri scritti difensivi) – e i dati di misura della produzione dell'impianto *de quo* si siano rivelati coerenti con la potenza nominale di quest'ultimo – non può accogliersi la richiesta di ulteriori rettifiche, non emergendo significativi scostamenti tra le due rilevazioni, tali da far ritenere ragionevolmente non corrette le misure inviate a rettifica dal gestore.

Con la delibera 28 aprile 2020, 141/2020/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Exergia S.p.A. nei confronti di e-distribuzione S.p.A.", l'Autorità ha, in primo luogo, osservato che l'emissione della fattura di rettifica da parte del distributore è prevista per tassative casistiche contemplate dal paragrafo 3.4 dell'allegato C ("Fatturazione e pagamenti") del Codice di rete tipo per il trasporto dell'energia elettrica – tra le quali non rientra la ricostruzione dei consumi effettuata in sede giudiziaria – e presuppone la previa messa a disposizione, da parte del gestore, dei dati di misura rettificati ai sensi del TIME. L'Autorità, inoltre, ha accertato che correttamente il gestore non ha dato luogo – come invece richiesto dal reclamante – ad alcuna rettifica tardiva (ed emesso, quindi, note di rettifica) e non ha comunicato a Terna la rettifica di dati di misura attinenti a un arco temporale di oltre 61 mesi prima. Infatti, l'art. 23, comma 9, del TIME prevede che la messa a disposizione dei dati di misura rettificati da parte del gestore avvenga rispetto a dati precedentemente comunicati dallo stesso gestore non oltre il sessantunesimo mese precedente.

Third Party Access (TPA)

Con la delibera 4 agosto 2020, 304/2020/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da EEMS Italia S.p.A. nei confronti di Areti S.p.A.", l'Autorità ha accertato la legittimità del rifiuto opposto dal gestore alla richiesta di accesso alla rete di distribuzione formulata dalla società reclamante, riconducibile allo stesso gruppo societario – di cui fa parte una società che ha maturato nei confronti del medesimo gestore ingenti morosità relative al mancato pagamento di corrispettivi di trasporto e oneri generali di sistema – rispetto al quale, dalla complessiva architettura societaria, si desume la sussistenza di un "unico centro decisionale". L'Autorità ha ritenuto la citata richiesta strumentale e dunque finalizzata a consentire l'accesso alla rete di distribuzione, e quindi al mercato della vendita di energia elettrica, non tanto alla sola società reclamante, quanto al gruppo societario, senza però estinguere le citate pregresse inadempienze che avevano determinato la risoluzione del precedente contratto di trasporto. L'Autorità ha osservato che l'obbligo di contrarre del monopolista, previsto dall'art. 2597 del codice

CAPITOLO 10

civile, non può trasmodare nell'obbligo di esporsi a erogazioni destinate a rimanere senza corrispettivo, poiché ciò determinerebbe un *vulnus* anche al "servizio pubblico" (e agli interessi di natura pubblicistica a esso sottesi). La regolazione dell'Autorità, in tema di trasporto di energia, non disciplina in modo puntuale e dettagliato le modalità e i tempi per addivenire alla conclusione del relativo contratto tra gestore di rete e richiedente, per cui il gestore di rete ha ampia discrezionalità – nel rispetto del contesto normativo di riferimento – per valutare la sussistenza dei presupposti, di fatto e di diritto, per addivenire alla sottoscrizione dell'accordo, osservando le regole civilistiche di condotta che presiedono alla formazione del vincolo contrattuale. Tra le menzionate regole civilistiche risiede il principio generale di buona fede e correttezza, ex artt. 1337 e 1338 del codice civile, da cui, tra l'altro, deriva un generale (e peraltro reciproco) dovere di chiarezza e completezza informativa. Nel caso in esame, la concreta condotta "precontrattuale" del gestore è risultata conforme al citato parametro generale, oltre a rispecchiare la sua prassi contrattuale aziendale; infatti, appare ragionevole che il gestore di una pubblica infrastruttura energetica, in considerazione degli obblighi e delle responsabilità su di lui gravanti, prima di consentire l'accesso alla rete di distribuzione dell'energia elettrica, effettui le necessarie verifiche preliminari al fine di ricevere un quadro informativo quanto più completo ed esaustivo possibile in merito agli assetti societari e alla solidità patrimoniale, economica e societaria del richiedente l'accesso. Ciò anche in considerazione delle ricadute "sistemiche" – e quindi sui clienti finali – dell'inadempimento, da parte dell'utente di trasporto, di una delle obbligazioni derivanti dalla conclusione del citato contratto; nel caso in esame, la verifica è stata ritenuta ancora più doverosa in considerazione sia della significativa esposizione debitoria maturata dalla società facente parte del "centro unico decisionale", sia del fatto che altra società del medesimo gruppo societario – che in precedenza aveva chiesto l'accesso al gestore – si era rivelata parte di "un unico centro di imputazione" riconducibile alla suddetta società morosa. È, quindi, ragionevole e non pretestuosa o arbitraria l'esigenza del gestore di verificare, prima di concludere il contratto di trasporto di energia, che il richiedente non presenti analoghi rapporti di riconducibilità ed eterodirezione delle proprie decisioni.

Distribuzione

Con la delibera 24 novembre 2020, 482/2020/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Pitagora S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.A.", l'Autorità ha in via preliminare evidenziato che le istanze di natura risarcitoria non rientrano nella potestà cognitiva propria della funzione giurisdizionale (e, più in generale, nelle funzioni istituzionali alla stessa attribuite), in base alla legislazione primaria vigente, ferma restando la facoltà per l'interessato di far valere le proprie richieste nella competente sede giurisdizionale, ove si ritenga danneggiato dalla condotta del gestore. Nel merito della controversia, l'Autorità, in primo luogo, non ha rilevato criticità nel fatto che il distributore non aveva avuto immediata evidenza di un guasto – consistente nell'interruzione di una fase del sistema trifase in alta tensione della Rete di trasmissione nazionale –, non essendo prescritti dalla regolazione vigente, in coerenza con la tipologia del guasto occorso, interventi delle protezioni con conseguenti allarmi (come indicato anche nel Codice di rete di Terna, punto 1B.3.5.2 e nella norma CEI 0-16, punto 5.1.2.2) e tenuto conto, altresì, del fatto che il guasto non aveva causato un'interruzione della continuità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, in quanto non vi era stata la riduzione della tensione al di sotto del 5% della tensione di riferimento su tutte le fasi (come prescritto dalla norma CEI EN 50160, punto 3.19, nota 6 e dal TIQE¹⁷, comma 1.1, lettera s). Correttamente, invece, il sistema di telecontrollo ha rilevato i dati e le informazioni per la ricostruzione del guasto – con particolare riferimento alle interruzioni e agli eventi di mancanza di tensione nel punto di

¹⁷ Testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, allegato A alla delibera 22 dicembre 2015, 646/2015/R/eel

VIGILANZA E CONTENZIOSO • Intersettoriale

interconnessione con la RTN (in linea con le prescrizioni di cui alla norma CEI EN 50160, punto 3.19, nota 6 e del TIQE) –, non essendo previsti dalla regolazione ulteriori obblighi di telecontrollo. Pertanto, non è censurabile il fatto che il sistema di telecontrollo del distributore non abbia prodotto allarmi nel momento del guasto (avendo invece registrato le informazioni relative al calo di livello di tensione da questo derivante) e che, quindi, lo stesso distributore si sia recato presso la cabina primaria (CP) dopo l'invito di Terna. La decisione ha, inoltre, chiarito che, in tema di attività di manutenzione della rete elettrica, non essendovi disposizioni regolatorie che impongono al gestore specifici obblighi al riguardo, valgono le procedure di manutenzione di cui il distributore si dota nell'ambito della propria autonomia, il cui rispetto può (*rectius*: deve) essere verificato attraverso la relativa documentazione di avvenuto svolgimento. Perciò, qualora il distributore comprovi di avere adempiuto alle disposizioni interne disciplinanti tempi e modi per la manutenzione, il monitoraggio o la verifica degli impianti in alta tensione delle cabine primarie (con particolare riferimento agli impianti della cabina primaria interessati dal guasto), e la documentazione fornita (specialmente relativa alle ispezioni generali e termografiche) non riporti criticità di funzionamento in relazione al componente sede del guasto, l'Autorità non può che prenderne atto, in assenza di documentate allegazioni contrarie del reclamante. Infine, l'Autorità ha rilevato che la previsione di un regolamento di esercizio, che preveda l'obbligo di assicurare un fuori servizio del collegamento verso la CP di cinque giorni ogni tot anni per consentire al distributore (e al gestore della RTN) di effettuare i controlli tecnici degli impianti in alta tensione, comporta rispettivamente l'obbligo per il produttore e la facoltà per il distributore di fermare gli impianti per cinque giorni ogni quattro anni, laddove si rendano imprescindibili interventi di manutenzione per la cui esecuzione sia necessario tale fermo; non implica, invece, che ogni quattro anni debba essere svolta attività di manutenzione che imponga necessariamente il fermo degli impianti.

Con la delibera 15 dicembre 2020, 538/2020/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da C.E.SI. – Cesa Eolo Sicilia S.r.l. nei confronti di Terna S.p.A.", l'Autorità ha, in primo luogo, chiarito che non possono configurarsi in radice – e quindi essere imputate al gestore della Rete di trasmissione nazionale (Terna) – violazioni degli standard di qualità contenuti nella delibera 23 dicembre 2015, 653/2015/R/eel, in quanto i relativi livelli specifici (e indennizzi) da essa previsti sono applicabili unicamente ai clienti finali connessi in AAT e AT e non anche ai produttori (categoria cui appartiene il reclamante). Sebbene Terna, quale gestore del funzionamento sicuro e affidabile del sistema elettrico nazionale, abbia l'obbligo di effettuare le attività di manutenzione della RTN al fine di ridurre, per quanto possibile, i guasti ivi presenti e le conseguenti disalimentazioni degli utenti connessi, né il decreto del Ministero dello sviluppo economico 15 dicembre 2010 (secondo cui Terna deve garantire sia i necessari interventi di manutenzione della RTN, sia l'affidabilità, l'efficienza e il minor costo del servizio erogato dal gestore), né il Codice di rete recano disposizioni tecniche dettagliate circa tempi e modi per l'effettuazione delle predette attività di manutenzione, bensì semplicemente criteri generali che devono guidare l'azione del gestore nello svolgimento dei propri compiti. Pertanto, ad avviso dell'Autorità, la valutazione della correttezza della condotta di Terna – in relazione alle attività di manutenzione poste in essere – non può che avvenire esaminando le circostanze del caso concreto in esame, alla luce dei predetti criteri generali. L'Autorità ha, quindi, ritenuto che, qualora sia pacifico che la realizzazione di una linea elettrica (nel caso in AT) sia conforme alle disposizioni tecniche e normative vigenti di cui al decreto del Ministero dei lavori pubblici 21 marzo 1988 – e rispetti le distanze, previste dallo stesso DM, dalle altre linee localizzate nell'area –, risponde ai citati criteri generali in materia di manutenzione il fatto che gli interventi tecnici posti in essere da Terna per rimuovere la causa dei guasti avvenuti in condizioni di forte ventosità (in assenza di esperienze pregresse di situazioni simili) siano stati effettuati sulla base delle evidenze disponibili al momento in cui tali interventi si sono resi necessari di volta in volta. Nel caso in esame, invero, è risultato che sono state implementate in successione – e in tempi oggettivamente ravvicinati rispetto all'insorgere dei guasti – differenti soluzioni tecniche che, in linea teorica,

CAPITOLO 10

avrebbero potuto risolvere definitivamente il problema occorso e che, comunque, in concreto hanno funzionato allo scopo per periodi non certo irrilevanti. L'Autorità ha, quindi, accertato che la condotta di Terna, attraverso interventi per gradi di complessità crescente e verificando "sul campo" l'esito dei singoli interventi (nel caso di specie resisi necessari in seguito a eventi meteorologici significativamente critici), con modalità tali da garantire – per quanto possibile e tenendo conto delle peculiari condizioni di rete – la sicurezza di funzionamento della rete stessa, è conforme alla normativa vigente, che richiede in particolare di operare in modo efficace e affidabile.

Con la delibera 22 dicembre 2020, 560/2020/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Exergia S.p.A. nei confronti di e-distribuzione S.p.A.", l'Autorità ha chiarito che l'art. 4, comma 3 del TIV¹⁸ deve essere interpretato, in linea di continuità con quanto indicato nella delibera 10 settembre 2019, 367/2019/E/eel, nel senso che tutti i punti di prelievo di clienti finali, diversi da quelli aventi diritto al regime di maggior tutela – che si trovano senza un fornitore sul mercato libero, indipendentemente dalla causa – devono essere assegnati al contratto di dispacciamento dell'esercente la salvaguardia, anche nell'ipotesi in cui detti prelievi siano stati effettuati irregolarmente da un cliente finale. Tuttavia, la regolazione disciplinante la procedura di attivazione dei servizi di ultima istanza prevede, altresì, che l'esercente sia messo nelle condizioni di poter svolgere il proprio ruolo di fornitore di ultima istanza e, quindi, oltre a dover onorare le fatture di trasporto e di dispacciamento emesse a suo carico, deve poter emettere a sua volta una fattura per la fornitura di energia elettrica a carico del soggetto responsabile dei prelievi dalla rete. A tal fine, l'Autorità ha evidenziato che sono previsti specifici obblighi informativi (che si sono evoluti nel tempo) in capo all'impresa distributrice, la quale – e questo fin da prima della definizione dello specifico flusso informativo introdotto dalla delibera 2 aprile 2019, 119/2019/R/eel – è tenuta a mettere a disposizione dell'esercente la salvaguardia, tra i molti dati previsti nei casi di "ordinarie" attivazioni del servizio, solo quelli necessari e sufficienti a consentire allo stesso di emettere le fatture nei confronti dei clienti finali individuati come responsabili dei prelievi irregolari dal gestore. Tali dati sono riassumibili (in base al quadro regolatorio di riferimento temporale) in nominativo/ragione sociale, codice fiscale/partita IVA e indirizzo/sede sociale del cliente finale. Pertanto, in applicazione di dette previsioni, l'Autorità ha ritenuto censurabile la condotta del gestore in relazione, innanzitutto, a un'attivazione per cui l'impresa distributrice non ha messo a disposizione del reclamante, quale esercente la salvaguardia, tutti i dati necessari per la fatturazione nei confronti del soggetto indicato come cliente dei prelievi irregolari (nella specie, era stato inserito nel verbale di verifica, inviato al reclamante, un numero di partita IVA/codice fiscale non corrispondente alla persona fisica indicata come cliente dei prelievi irregolari, bensì a una società, fornendo copia della relativa visura camerale). Inoltre, l'art. 10, comma 11, del TICA prevede che – ai fini dell'attivazione della connessione in BT o MT degli impianti di produzione – debba essere stato sottoscritto il contratto di fornitura dell'energia elettrica con riferimento ai prelievi relativi ai servizi ausiliari di generazione e che il gestore inserisca il punto di prelievo per l'alimentazione dei servizi ausiliari nel contratto di dispacciamento dell'esercente il servizio di ultima istanza "in assenza di un contratto già siglato" (nel TICA, infatti, non esiste alcuna disposizione che vincoli il prelievo dei servizi ausiliari da un punto di connessione diverso da quello di immissione "alla condizione che i due punti di connessione siano intestati allo stesso soggetto"). Tenuto conto del fatto che i misuratori posizionati sui punti di connessione degli impianti fotovoltaici possono rilevare nel tempo modesti prelievi con un valore tale da "non poter essere attribuito ad un'utenza, risultando, invece, verosimilmente dovuto alle perdite a vuoto dei circuiti di connessione", l'Autorità, in linea con la precedente decisione assunta con la delibera 6 agosto 2015, 410/2015/E/eel, ha ritenuto censurabile la condotta del gestore anche con riferimento all'illegittimo inserimento, nel contratto di dispacciamento dell'esercente la salvaguardia, di POD (*Point of Delivery*, ovvero punti di prelievo) associati

¹⁸ Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di ultima istanza, sia nella versione previgente la riforma effettuata con la delibera 28 aprile 2016, 208/2016/R/eel, sia nella versione attuale.

unicamente a prelievi di energia elettrica dovuti ad autoconsumo "a vuoto" del trasformatore collegato a un impianto fotovoltaico, per i quali risulti (come acclarato per alcuni POD nel caso in esame) sottoscritto apposito contratto di fornitura dell'energia elettrica, tramite altro POD per l'alimentazione dei servizi ausiliari.

Settore del gas

Con riferimento al settore del gas, le decisioni adottate dall'Autorità in merito ai reclami presentati dai soggetti regolati hanno riguardato principalmente le tematiche che seguono.

Allocazione dei volumi

Con la delibera 1° aprile 2020, 104/2020/E/gas, "Decisione del reclamo presentato da Spigas S.r.l. (anche per conto di *omissis*) nei confronti di Snam Rete Gas S.p.A. e *omissis*", l'Autorità ha chiarito che i corrispettivi di scostamento sono stati introdotti dalla regolazione con l'obiettivo di incentivare gli utenti a richiedere il conferimento di capacità di trasporto in misura coerente con i prelievi effettivi e – diversamente dai corrispettivi di disequilibrio – sono determinati in via amministrativa e non sono correlati ad alcun costo sostenuto dal sistema. In virtù della suddetta *ratio*, l'art. 17, comma 12, della delibera 17 luglio 2002, 137/02, prevede espressamente delle casistiche di esenzione, rispetto all'applicazione dei corrispettivi di scostamento, connesse alla sussistenza di specifiche ragioni riguardanti, per esempio, esigenze di sicurezza o di potenziamento del sistema. La decisione ha ritenuto che, in base alla regolazione applicabile *ratione temporis* ai fatti oggetto del reclamo, non rientrava tra le cause tassative di esenzione di cui al citato art. 17, comma 12, il superamento della capacità di trasporto conferita al momento della programmazione, a seguito dell'allocazione in sede di bilanciamento (dal responsabile del bilanciamento) del gas misurato a valle della cabina Remi (cabina di riduzione e misura), e quindi sulla rete di distribuzione, e comprensivo anche della quantità di gas fuoriuscito a causa di una perdita prodotta da foratura sulla condotta della rete di distribuzione a opera di terzi. Pertanto, stante la tassatività delle cause di esenzione dell'applicazione dei corrispettivi di scostamento, l'Autorità ha ritenuto che non può trovare accoglimento la richiesta di applicazione in via analogica, al caso di specie, del paragrafo 3.2.2 del Capitolo 9 del Codice di rete di Snam Rete Gas, che dispone: *"Il verificarsi di una perdita di gas su un tratto di rete 'dedicato' – ovvero prossimo ad uno o più Punti di Riconsegna – può comportare l'impossibilità da parte dell'Utente di ritirare il quantitativo di gas programmato. Per evitare che tale situazione si ripercuota sul bilancio dell'Utente attraverso un disequilibrio non motivato dal comportamento dell'Utente stesso, il Trasportatore provvederà ad indicare nel bilancio dell'Utente, congiuntamente al gas prelevato, un termine relativo al gas perduto (GP_R)"*. Inoltre, la decisione ha ritenuto che, nel caso in esame, l'applicazione dei corrispettivi di scostamento non può essere esclusa né ai sensi della disciplina propria delle obbligazioni civili, né in base ai principi della legge 24 novembre 1981, n. 689, trattandosi di disposizioni inconferenti con la natura di detti corrispettivi.

CAPITOLO 10

Distribuzione

Con la delibera 14 aprile 2020, 126/2020/E/gas, "Decisione del reclamo presentato da Sima Energia S.p.A. nei confronti di Toscana Energia S.p.A.", l'Autorità ha chiarito che, al fine di verificare la sussistenza o meno dell'obbligo del gestore di corrispondere indennizzi automatici – in relazione alla gestione di una revoca di richiesta di chiusura di un punto di riconsegna (PdR) –, è necessario preliminarmente stabilire se il PdR in questione sia qualificabile come "telegestito" o come "non telegestito", – dal momento che il TIMG¹⁹ prevede in capo al gestore regole diverse a seconda delle predette fattispecie – e, in seguito, accertare la corretta ottemperanza, da parte del medesimo gestore, ai relativi obblighi prestazionali imposti dal TIMG. Nella fattispecie in esame, visto che il PdR in questione era "non telegestito" e la revoca della richiesta della sua chiusura era pervenuta entro il termine previsto dall'art. 5, comma 9, del TIMG (oltre che con le modalità indicate dal paragrafo 4.13.4 della determina del Direttore della Direzione Mercati Retail e Tutele dei Consumatori di Energia 17 luglio 2019, 6/2019 – DMRT), il gestore avrebbe dovuto annullare la richiesta di chiusura e restituire un'ammissibilità negativa, con causale di inammissibilità "Revoca accettata". Poiché il gestore non ha gestito la revoca di chiusura del PdR in conformità ai suddetti obblighi, risulta violato l'art. 5, comma 9, del TIMG (così come il paragrafo 4.13.4 della determina 6/2019 – DMRT), a nulla rilevando le circostanze giustificative prodotte dal gestore, con riferimento al funzionamento del proprio portale (come già evidenziato anche nella decisione giustiziale dell'Autorità assunta con delibera 24 ottobre 2019, 403/2019/E/eel). Invero, stante il carattere strumentale e servente del portale informatico del gestore rispetto allo scambio dei flussi informativi necessari (nel caso di specie) alla gestione della revoca della richiesta di chiusura, eventuali problematiche e/o implementazioni di tipo tecnico riguardanti le modalità di funzionamento del sistema ricadono sul soggetto che l'ha predisposto e lo gestisce e non possono incidere sull'ordinato svolgimento dei rapporti tra il gestore e gli utenti del portale, come risultanti dall'applicazione della regolazione (principio di carattere generale espresso da costante giurisprudenza: si vedano, *ex multis*, Consiglio di Stato sez. I, parere n. 220/2020; sez. III, n. 86/2020; n. 481/2013; TAR Lombardia, Milano, sez. I, n. 40/2019; TAR Lazio, Roma, sez. III-*quater*, n. 11022/2019; TAR Puglia, Lecce, sez. II, n. 977/2019). Infine, l'Autorità ha evidenziato che la regolazione vigente non prevede alcun indennizzo automatico a favore del reclamante (né del relativo cliente finale) come conseguenza della violazione del citato art. 5, comma 9, del TIMG.

Con la delibera 15 settembre 2020, 333/2020/E/gas, "Decisione del reclamo presentato da 4G Energia S.r.l. nei confronti di Metagas S.r.l.", l'Autorità ha rilevato che, qualora una richiesta di *switching* risulti completa e corretta – essendo stata processata dal Sistema informativo integrato e avendo, quindi, superato la preliminare verifica di ammissibilità effettuata dallo stesso SII – viola l'allegato C alla delibera 8 febbraio 2018, 77/2018/R/com, *ratione temporis* applicabile, il gestore che, pur avendo rilevato il dato di misura presso il punto di riconsegna nel rispetto delle tempistiche previste dalla richiamata disciplina regolatoria, non abbia provveduto a mettere a disposizione del SII anche la suddetta misura, nel rispetto delle tempistiche indicate dalla menzionata regolazione. Le prestazioni relative ad attivazione, disattivazione e riattivazione della fornitura – per quanto concerne le modalità di trasmissione dei flussi informativi – sono soggette alla delibera 18 dicembre 2006, 294/06, e all'allegato A alla determina 6/2019 – DMRT (*ratione temporis* applicabili), che definiscono il flusso di comunicazione e i contenuti minimi indispensabili a garantire la correttezza degli scambi informativi volti a richiedere e a ottenere le prestazioni e identificano nel dettaglio i dati minimi da scambiare per ciascuna delle suddette prestazioni. Affinché possano vagliarsi presunte violazioni della suddetta regolazione da parte del gestore, occorre che il richiedente abbia prima rispettato, nell'invio delle richieste al gestore tramite PEC, le previsioni regolatorie in

¹⁹ Testo integrato morosità gas, allegato alla delibera 21 luglio 2011, ARG/gas 99/11