

6. Vigilanza e contenzioso | Intersettoriale

Sima Energia nei confronti di Toscana Energia, ha accolto il reclamo concernente la mancata o ritardata esecuzione di 11 allacciamenti alla rete di distribuzione del gas naturale da parte del gestore di rete, limitatamente a sette preventivi di allacciamento, e ha, per l'effetto prescritto, con riferimento a due dei suddetti preventivi, indicato di corrispondere l'indennizzo automatico di cui al combinato disposto dell'art. 59, tabella L, e dell'art. 59, comma 2, lett. c), dell'Allegato A alla delibera 574/2013/R/gas. Con riferimento ai restanti cinque allacciamenti, l'Autorità ha, invece, prescritto al gestore di rete di concludere, quanto più celermente possibile, i relativi lavori di allacciamento, trasmettendo all'Autorità una relazione dettagliata sulle attività svolte.

Con la delibera 4 marzo 2016, 80/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Estra Energie nei confronti di Basengas*, l'Autorità ha accolto il reclamo presentato contro un gestore della rete di distribuzione del gas naturale, accertando la non conformità del suo operato alla delibera 29 luglio 2004, n. 138, che, nella gestione delle procedure di accesso per sostituzione nella fornitura ai punti di riconsegna, non attribuisce alcuna discrezionalità, potendo il gestore soltanto verificare la sussistenza di eventuali errori materiali nell'istanza di accesso per sostituzione nella fornitura avanzata dall'utente subentrante.

Corrispettivo per la cessione di impianti della rete elettrica

Con cinque delibere (14 maggio 2015, 217/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società San Vito nei confronti di Enel Distribuzione*; 16 luglio 2016, 343/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalle società Blue Box Ventures e Diamond Iguana nei confronti di Enel Distribuzione*; 16 luglio 2016, 344/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalle società Blue Box Ventures e Bronze Gecko nei confronti di Enel Distribuzione*; 24 luglio 2015, 365/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalle società Blue Box Ventures e Amber Turtle nei confronti di Enel Distribuzione*; 10 marzo 2016, 90/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Euroline 3 nei confronti di Enel Distribuzione*) l'Autorità ha accolto i reclami con i quali si contestava l'entità del corrispettivo quantificato dal gestore per la cessione dell'impianto di rete per la connessione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, e ha, per l'effetto, prescritto al gestore di rete di riconoscere ai reclamanti il corrispettivo di cui all'art. 13, comma 5, dell'Allegato A alla delibera 19 dicembre 2005, n. 281, *Condizioni*

per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi, facendo riferimento ai costi di realizzazione individuati nella soluzione tecnica minima di dettaglio (STMD).

Modifica dei preventivi per la connessione alla rete elettrica

Con una serie di decisioni (delibere 14 maggio 2015, 215/2015/E/eel, *Decisione dei reclami presentati dal sig. Guarini Erminio nei confronti di Enel Distribuzione*, 216/2015/E/eel, *Decisione dei reclami presentati dalla ditta individuale Mele Claudio nei confronti di Enel Distribuzione* e 218/2015/E/eel, *Decisione dei reclami presentati dalla società Effeuno nei confronti di Enel Distribuzione*; delibera 21 maggio 2015, 233/2015/E/eel, *Decisione dei reclami presentati dalla ditta individuale Gioia Angelo nei confronti di Enel Distribuzione*; delibera 11 dicembre 2015, 602/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla ditta individuale Cucci Carlo nei confronti di Enel Distribuzione*; delibera 24 marzo 2016, 123/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla ditta individuale Gioia Angelo nei confronti di Enel Distribuzione relativo alla pratica di connessione 78949132*) l'Autorità ha respinto i reclami con i quali si contestava il rifiuto del gestore di rete di modificare, al fine di individuare soluzioni tecniche di connessione meno onerose, i preventivi di connessione alla rete di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, ritenendo ragionevole la motivazione del diniego opposta dal gestore.

Con un'altra serie di decisioni (delibera 2 aprile 2015, 140/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla ditta individuale Cucci Carlo nei confronti di Enel Distribuzione*; delibera 30 luglio 2015, 386/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Eurogreen nei confronti di Enel Distribuzione*; delibera 9 luglio 2015, 331/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società A.C.I. Service nei confronti di Enel Distribuzione*; delibere 5 novembre 2015, 520/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla ditta individuale Cucci Carlo nei confronti di Enel Distribuzione* e 521/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla ditta individuale Cucci Carlo nei confronti di Enel Distribuzione*; delibera 20 novembre 2015, 547/2015/E/eel, *Decisione dei reclami presentati dalla società Eurogreen nei confronti di Enel Distribuzione*; delibera 11 dicembre 2015, 603/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Lucon nei confronti di Enel Distribuzione*; delibera 21 dicembre 2015, 635/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla ditta*

6. Vigilanza e contenzioso | Intersettoriale

individuale Cucci Carlo nei confronti di Enel Distribuzione; delibera 29 ottobre 2015, 502/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Lucon nei confronti di Enel Distribuzione*; delibera 24 marzo 2016, 124/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Lucon nei confronti di Enel Distribuzione*) l'Autorità ha accolto i reclami con i quali si contestava il rifiuto del gestore di rete di modificare i preventivi di connessione alla rete di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili. In particolare, l'Autorità non ha giudicato adeguata la motivazione data dal gestore per giustificare il proprio rifiuto di modificare i preventivi di connessione e ha prescritto, pertanto, al gestore stesso di elaborarne di nuovi, tenendo conto delle richieste di modifica presentate dai produttori ovvero, in alternativa, di fornire adeguate motivazioni delle ragioni ostative alla emissione dei nuovi preventivi.

Soluzione tecnica di connessione alla rete elettrica

Con due distinte delibere (30 aprile 2015, 192/2015/E/eel, *Decisione dei reclami presentati dalla Confederazione Liberi Agricoltori Regionale Molise nei confronti di Enel Distribuzione*; 4 giugno 2015, 263/2015/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Lucon nei confronti di Enel Distribuzione*) l'Autorità si è pronunciata sull'operato del gestore di rete in relazione alla elaborazione di soluzioni tecniche di connessione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili.

Nella prima decisione l'Autorità ha accertato che il gestore di rete avrebbe potuto annullare le pratiche di connessione viziata da irregolarità nell'adempimento del TICA. La situazione di saturazione virtuale della rete sarebbe, così, venuta meno in data anteriore rispetto a quella di elaborazione dei preventivi di connessione e, di conseguenza, il gestore avrebbe potuto elaborare soluzioni minime di connessione più semplici, in linea con la definizione di soluzione tecnica minima contenuta nell'art. 1, comma 1, lett. jj), del TICA. Con la seconda delibera, invece, l'Autorità ha accertato la violazione, da parte del gestore, sia dell'art. 1, comma 1, lettera jj), del

TICA - avendo il gestore assegnato la capacità di rete senza seguire l'ordine cronologico di ricezione delle richieste di connessione e avendo pertanto elaborato, in relazione alla pratica di connessione del reclamante, una soluzione di connessione non al minimo tecnico - sia dell'art. 7, comma 1, del TICA stesso, non avendo, nei termini previsti, comunicato al produttore l'aumento di 15 giorni lavorativi del "tempo di messa a disposizione del preventivo".

Registrazione su GAUDI

La delibera 4 febbraio 2016, 34/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società CIC Sicilia Energy nei confronti di Enel Distribuzione*, ha accolto il reclamo con cui si contestava l'operato del gestore il quale, dopo aver certificato l'attivazione e l'entrata in esercizio di un impianto di produzione di energia elettrica alimentato da fonte rinnovabile, non aveva registrato, nel sistema di Gestione anagrafica unica degli impianti di produzione (GAUDI), la data di entrata in esercizio dell'impianto medesimo, lamentandone una presunta incompletezza.

L'Autorità ha, pertanto, prescritto al gestore di confermare su GAUDI la data di entrata in esercizio dell'impianto del reclamante.

Servizio alternativo di fornitura del gas naturale

Con la delibera 17 marzo 2016, 109/2016/E/gas, *Decisione del reclamo presentato dalla società Cosvim Energia nei confronti di Snam Rete Gas*, l'Autorità ha accolto il reclamo con cui un utente del servizio di distribuzione contestava l'imputazione dei costi del servizio sostitutivo di alimentazione della rete di distribuzione tramite carro bombolaio, qualificando l'evento verificatosi sulla rete di Snam Rete Gas, che ha portato all'interruzione del servizio di trasporto del gas, come "emergenza di servizio", e ponendo a carico dell'utente della rete di trasporto (Eni) i costi del servizio sostitutivo stesso, in applicazione del Capitolo 14, par. 3.4., del Codice di rete di Snam Rete Gas.

7.

Tutela dei consumatori ed efficienza energetica negli usi finali

Intersettoriale

PAGINA BIANCA

Tutela dei consumatori

Gli interventi relativi all'attività di vendita al dettaglio dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale non solo devono essere inquadrati nel contesto di evoluzione in atto legato al percorso di riforma dei meccanismi di tutela di prezzo per le forniture di energia elettrica e gas naturale, ma devono anche tenere conto dell'esigenza di migliorare l'efficienza e l'efficacia dei processi che coinvolgono i clienti e i venditori, dei flussi informativi inerenti ai dati di misura e della fatturazione, nonché dei rapporti tra venditori e distributori. Con specifico riguardo al percorso di riforma dei meccanismi di tutela di prezzo, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ha iniziato un processo di definizione di interventi tesi a promuovere un percorso di uscita volontaria dei clienti finali dalle attuali tutele di prezzo, con particolare riferimento al settore elettrico. Parallelamente, l'Autorità ha portato avanti la disciplina dei regimi di tutela, provvedendo all'approvazione degli aggiornamenti periodici e dei livelli dei corrispettivi relativi alla commercializzazione al dettaglio.

Nello specifico, per quanto riguarda il settore del gas naturale, sono state definite le modalità di determinazione delle componenti relative ai costi di approvvigionamento della materia prima: $C_{MEM,TV}$, a copertura dei costi di approvvigionamento all'ingrosso, e CCR, relativa ai costi delle attività connesse all'approvvigionamento all'ingrosso e alla copertura di alcuni rischi a esse relativi. Al contempo, per quanto riguarda i servizi di ultima istanza, l'Autorità ha chiuso l'Istruttoria conoscitiva avviata nel 2014, in merito ai meccanismi di reintegrazione degli oneri della morosità di tali servizi nell'anno termico 2012-2013. Si è successivamente provveduto a riconoscere ai fornitori di ultima istanza, individuati per gli anni termici 2012-2013 e 2013-2014, le condizioni economiche per l'erogazione del servizio, in base alla regolazione vigente.

Inoltre, l'Autorità ha posto in consultazione alcuni possibili interventi relativi alla disciplina del servizio di *default* trasporto (SdDT),

in virtù dell'approssimarsi del nuovo periodo di erogazione a partire dall'1 ottobre 2015, e, successivamente, a talune specifiche modifiche volte a favorire la partecipazione alle procedure di selezione dei fornitori di tale servizio.

Per quanto concerne gli altri interventi comuni a entrambi i settori, sono stati finalizzati i provvedimenti relativi alla riforma della trasparenza dei documenti di fatturazione (Bolletta 2.0) ed è stata modificata e integrata la disciplina sulla morosità. Sono stati, inoltre, effettuati interventi puntuali sul Codice di condotta commerciale e sulle procedure di *switching*, al fine di tenere conto del diritto di ripensamento del cliente finale domestico, e sono stati delineati i primi orientamenti in tema di fatturazione, in coerenza con l'obiettivo di rivedere il quadro regolatorio per incentivare la fatturazione basata sui consumi effettivi o sulle autoletture.

Infine, sono stati realizzati specifici interventi legati al verificarsi di particolari eventi, quali il riconoscimento degli eventuali oneri relativi alla morosità per la sospensione dei pagamenti e la successiva rateizzazione, nel caso del terremoto che ha colpito alcune zone dell'Emilia Romagna o inerenti a specifiche situazioni di singoli operatori.

Nel corso del 2014, con la delibera 7 agosto 2014, 410/2014/E/com, l'Autorità ha avviato un procedimento per la riforma e la razionalizzazione del sistema di tutele dei clienti finali in materia di trattazione dei reclami e di risoluzione extragiudiziale delle controversie nei confronti degli operatori dei settori regolati, approvando contestualmente apposite *Linee guida* per un primo confronto con gli *stakeholders*. Il procedimento ha la finalità di pervenire, tramite un percorso graduale, a una migliore e più efficiente gestione delle istanze dei clienti finali in caso di disservizi percepiti, perseguendo altresì gli obiettivi di ridurre i costi generali del contenzioso, accrescere la consapevolezza dei clienti finali riguardo alla scelta dello strumento di risoluzione più adatto, migliorare la gestione dei reclami

7. Tutela dei consumatori ed efficienza energetica negli usi finali | Intersettoriale

da parte delle imprese riducendo il ricorso a strumenti di secondo livello, promuovere una più puntuale assistenza ai clienti finali anche avvalendosi delle associazioni dei consumatori. Attualmente, il predetto sistema di tutele si compone di un primo livello, in cui il cliente si interfaccia direttamente con il suo fornitore, e di un secondo livello, in cui il medesimo cliente, qualora non abbia ricevuto risposta o abbia ricevuto una risposta insoddisfacente, possa rivolgersi allo Sportello per il consumatore di energia (Sportello) o, in alternativa, al Servizio conciliazione clienti energia (Servizio

conciliazione) dell'Autorità (istituito con la delibera 21 giugno 2012, 260/2012/E/com, e s.m.i.) o ad altra procedura conciliativa.

Nel corso del 2015, l'Autorità ha dato seguito al procedimento di cui sopra ponendo in consultazione nuovi orientamenti, tenuto conto delle osservazioni e dei suggerimenti già raccolti con riferimento alle predette *Linee guida*, a seguito dell'evoluzione normativa in materia di *Alternative Dispute Resolution* (ADR) e degli efficientamenti attuati sullo Sportello e sul Servizio conciliazione.

Nel corso del 2016 sono previsti ulteriori approfondimenti.

Regolazione del mercato elettrico

Mercato elettrico: percorso di riforma

L'art. 3, paragrafo 3, della direttiva 2009/72/CE, prevede che «*gli Stati membri provvedono affinché tutti i clienti civili e, se gli Stati membri lo ritengono necessario, le piccole imprese (con meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo o un totale di bilancio non superiore a 10 milioni di euro) usufruiscano nel rispettivo territorio del servizio universale, vale a dire del diritto alla fornitura di energia elettrica di una qualità specifica a prezzi ragionevoli, facilmente e chiaramente comparabili, trasparenti e non discriminatori*».

Il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, ha confermato l'assetto introdotto dal decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito, con modificazioni, dalla legge 3 agosto 2007, n. 125, prevedendo, a far data dall'1 luglio 2007, l'istituzione del servizio di maggior tutela - cui hanno diritto i clienti domestici e le piccole imprese connesse in bassa tensione con meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo non superiore a 10 milioni di euro che non scelgono un fornitore sul mercato libero - e del servizio di salvaguardia, destinato ai clienti diversi da quelli aventi diritto alla maggior tutela, nel caso in cui essi si trovino senza un esercente la vendita nel mercato libero o non abbiano proceduto a sceglierne uno.

Per quanto riguarda le condizioni di erogazione del servizio di maggior tutela, le modalità di definizione da parte dell'Autorità dei prezzi relativi alle fasi liberalizzate della filiera elettrica (a copertura dei costi di approvvigionamento e di commercializzazione) fanno

riferimento a condizioni di mercato. I prezzi relativi all'approvvigionamento sono, infatti, attualmente determinati sulla base dei prezzi registrati nel mercato all'ingrosso, attraverso operazioni di mero calcolo, senza discrezionalità. Per quanto riguarda, invece, la parte relativa ai costi di commercializzazione, non esistendo un valore di mercato cui fare riferimento, ai fini della sua determinazione viene seguito un criterio di aderenza ai costi di un ipotetico operatore nuovo entrante nel segmento della vendita di energia elettrica ai clienti di piccole dimensioni.

Per quanto concerne, invece, le condizioni di erogazione del servizio di salvaguardia, esse sono definite sulla base degli esiti delle procedure concorsuali di selezione degli esercenti la salvaguardia.

Relativamente agli attuali meccanismi di tutela sopra sintetizzati, con la delibera 4 giugno 2015, 271/2015/R/com, è stato avviato un procedimento per la definizione del percorso di riforma (c.d. *Roadmap*), teso alla revisione degli attuali meccanismi di mercato per la tutela di prezzo, ovvero il servizio di maggior tutela dei clienti domestici e delle piccole imprese nei settori dell'energia elettrica e il servizio di tutela dei clienti del gas naturale. Nello specifico, il suddetto percorso è diretto a definire un graduale assorbimento dei meccanismi di tutela di prezzo, al fine di consentire la maturazione di un mercato *retail* di massa e, quindi, l'uscita volontaria e consapevole dei clienti finali dagli attuali servizi di tutela verso il mercato libero. Per l'Autorità, infatti, l'abolizione delle tutele di prezzo richiede l'identificazione preventiva di un

7. Tutela dei consumatori ed efficienza energetica negli usi finali | Intersettoriale

percorso di riforma graduale delle stesse, in cui siano chiaramente individuati gli interventi che si considera opportuno attuare e le relative tempistiche di implementazione, valutando l'impatto che ciascuno di essi può avere anche in termini di capacitazione dei clienti di piccole dimensioni.

Con il documento per la consultazione 6 agosto 2015, 421/2015/R/eel, l'Autorità ha illustrato dettagliatamente gli orientamenti in merito alla definizione del processo di riforma, individuando, altresì, percorsi differenziati per tipologia di cliente finale e per settori. In particolare, è stato ravvisato, come possibile ambito di prima attuazione del suddetto processo di riforma, quello della fornitura di energia elettrica alle piccole imprese, ossia ai clienti in bassa tensione altri usi, con l'eventuale esclusione di quelli di piccolissima taglia con potenza impegnata fino a 1,5 kW. Le soluzioni adottate per tali clienti, nelle intenzioni dell'Autorità, avrebbero dovuto essere poi valutate alla luce dei risultati della prima attuazione, al fine di verificarne la rispondenza anche alle esigenze specifiche dei clienti domestici (compresi i condomini per uso domestico del settore del gas naturale), per poterne ripetere l'applicazione.

Nel dettaglio degli orientamenti, il citato documento prospetta una nuova fase in cui, da un lato, si assisterebbe a una evoluzione del servizio di maggior tutela e, dall'altro, verrebbero indicati dei percorsi di adesione volontaria dei clienti, finalizzati a favorire il graduale assorbimento degli esistenti contratti di fornitura nell'ambito degli attuali sistemi di tutela di prezzo. L'adeguamento della regolazione del servizio di maggior tutela persegue l'obiettivo di rendere tale servizio più coerente con il ruolo di "ultima istanza" (servizio universale), che esso è destinato ad assumere. In tale prospettiva, ci si attende che restino forniti nel servizio di ultima istanza i clienti che non sono in grado di trovare un fornitore nel mercato libero, oltre a quelli che si ritrovano senza un venditore per cause indipendenti dalla loro volontà, per esempio, a causa del fallimento di quest'ultimo.

Rispetto alla prospettazione dei percorsi di adesione volontaria, invece, verrebbe prevista l'introduzione del nuovo regime della c.d. *tutela simile* (in altri termini, una tutela simile a una, tra le tante, fornitura del mercato libero di energia elettrica), nell'ambito del quale i clienti finali scelgono volontariamente di avere accesso a una fornitura di energia elettrica offerta da fornitori del mercato libero con struttura di prezzo (ma non livelli) e condizioni contrattuali vigilate dall'Autorità.

Riguardo al quadro delineato, il c.d. "DDL concorrenza" contiene disposizioni che stabiliscono, qualora fossero verificati i requisiti definiti nelle medesime disposizioni, che il servizio di maggior tutela cessi, a far data dall'1 gennaio 2018, anche per i clienti domestici. Ciò determina, come evidenziato dall'Autorità nella memoria del 20 novembre 2015, 545/2015//com, l'esigenza di accelerare il percorso graduale che l'Autorità intende definire, con la conseguente necessità di considerare sin da subito possibili soluzioni anche per i clienti domestici, in analogia con quanto impostato nell'ambito della *tutela simile* per i clienti non domestici in bassa tensione.

A tale fine, con il documento per la consultazione 25 febbraio 2016, 75/2016/R/eel, sono stati definiti gli ulteriori orientamenti, in relazione al solo settore dell'energia elettrica, per i clienti domestici e per le piccole imprese, affinché alla data dell'1 gennaio 2018 il superamento dell'attuale servizio di maggior tutela consista esclusivamente nella cessazione della tutela di prezzo e non nella cancellazione del diritto dei clienti di vedersi assicurata la continuità del servizio.

Il citato provvedimento, in coerenza con gli obiettivi già indicati nel documento per la consultazione 421/2015/R/eel, ha evidenziato gli orientamenti in tema di servizio di maggior tutela riformato e di introduzione della *tutela simile*, che l'Autorità intende configurare secondo il modello di adesione volontaria (dei clienti e dei venditori) e di gestione centralizzata dell'accesso.

Per quanto riguarda il servizio di maggior tutela riformato, l'Autorità è orientata ad adeguare la regolazione per l'anno 2017, prevedendo sia la modifica delle condizioni contrattuali, relativamente alla disciplina del deposito cauzionale, delle rateizzazioni e del recesso, sia la revisione delle condizioni economiche, mantenendo una definizione *ex ante* delle medesime condizioni, ma statuendo che le componenti di approvvigionamento dell'energia elettrica siano determinate con esclusivo riferimento al prezzo che si forma nel Mercato del giorno prima della Borsa elettrica e con modalità di calcolo che permettano di trasmettere ai clienti un migliore segnale di prezzo.

Relativamente all'introduzione della *tutela simile*, l'Autorità intende fornire ai clienti di minori dimensioni l'opportunità di accedere al mercato libero dell'energia elettrica in condizioni di elevata trasparenza e semplicità, in un contesto di fornitura vigilata dall'Autorità.

La prospettata *tutela simile* risulterebbe caratterizzata:

7. Tutela dei consumatori ed efficienza energetica negli usi finali | Intersettoriale

- dal possesso, da parte dei venditori, di specifici requisiti verificati inizialmente e monitorati trimestralmente, di solidità economica, finanziaria, di onorabilità e operativi, coerenti con il numero massimo di clienti che è disposto a fornire;
- dall'accesso consentito ai soli clienti ricompresi nel servizio di maggior tutela riformato, attraverso uno specifico sito internet (gestito dall'Acquirente unico, quale amministratore del servizio stesso), per mezzo del quale i clienti manifesteranno il proprio interesse nei confronti di un determinato fornitore, per ricevere la relativa documentazione informativa e contrattuale. La conclusione del contratto dovrebbe avvenire, secondo le modalità previste dalla legge e nel rispetto del Codice di condotta commerciale, in un tempo complessivamente predefinito (massimo 45 giorni);
- dalla definizione di condizioni contrattuali standard applicate a tutti i clienti della *tutela simile*, a prescindere dal fornitore, avendo la *tutela simile* ad oggetto esclusivamente la fornitura di energia elettrica senza l'offerta di ulteriori servizi aggiuntivi. Tra le suddette condizioni è inclusa la durata del contratto, non superiore ad un anno, a far data dallo *switching* del punto di prelievo, e non più rinnovabile;
- dalla definizione delle condizioni economiche. Il prezzo applicato al cliente dovrà essere pari a quello applicato nel servizio di maggior tutela riformato, al netto del corrispettivo PPE (Prezzo perequazione energia), oltre ad uno sconto definito dal fornitore stesso per ciascuna tipologia di cliente;
- dalla possibilità, per i clienti, di accedere alla *tutela simile*, mediante l'intermediazione di aggregatori; in questi casi i fornitori potranno offrire uno sconto incrementale e individuare come aggregatori ammessi le associazioni dei consumatori e le associazioni di categoria;
- dall'indicazione di un numero massimo di clienti da servire in *tutela simile* dal singolo gruppo societario.

Servizio di maggior tutela: aggiornamento trimestrale delle condizioni economiche

Sulla base di quanto previsto dall'art. 10 del *Testo integrato della vendita (TIV)*, come modificato e integrato con la delibera 19 luglio 2012, 301/2012/R/eel, l'Autorità ha provveduto, come di consueto, ad aggiornare trimestralmente i corrispettivi per il servizio di maggior tutela:

- per il trimestre aprile-giugno 2015, con la delibera 26 marzo 2015, 130/2015/R/eel;
- per il trimestre luglio-settembre 2015, con la delibera 25 giugno 2015, 303/2015/R/eel;
- per il trimestre ottobre-dicembre 2015, con la delibera 28 settembre 2015, 454/2015/R/eel;
- per il trimestre gennaio-marzo 2016, con la delibera 28 dicembre 2015, 660/2015/R/eel.

Per il dettaglio dei valori di aggiornamento, si rimanda al Capitolo 2 del Volume I.

Servizio di maggior tutela: modifiche delle componenti di commercializzazione al dettaglio

Con la delibera 28 dicembre 2015, 659/2015/R/eel, l'Autorità ha aggiornato, a partire dall'1 gennaio 2016, i livelli di tutte le componenti di commercializzazione al dettaglio del servizio di maggior tutela. In particolare, sono stati aggiornati i valori:

- del corrispettivo PCV a copertura dei costi di commercializzazione del servizio di vendita di un operatore efficiente del mercato libero;
- della componente RCV per la remunerazione dei costi di commercializzazione sostenuti dall'esercente la maggior tutela;
- della componente DISP^{BT}, a restituzione del differenziale tra quanto complessivamente pagato dai clienti finali in maggior tutela a titolo di corrispettivo PCV e quanto riconosciuto agli esercenti mediante la componente RCV.

Tale aggiornamento segue il documento per la consultazione 29 ottobre 2015, 514/2015/R/eel, con il quale l'Autorità aveva sia espresso i propri orientamenti relativi alle modalità di revisione delle singole componenti inerenti alla commercializzazione, sia reso noti i dati raccolti e le analisi effettuate su un campione rappresentativo di venditori del mercato libero e di esercenti la maggior tutela che operano in regime di separazione societaria. Le analisi intendevano porre in risalto i principali elementi di costo e di remunerazione nell'ambito dell'attività di commercializzazione, differenziando tra i costi relativi alla morosità, gli altri costi operativi e la remunerazione del capitale investito netto. Sulla base delle suddette evidenze, nel documento per la consultazione 514/2015/R/eel sono stati illustrati:

7. Tutela dei consumatori ed efficienza energetica negli usi finali | Intersettoriale

- i criteri per la definizione del corrispettivo PCV e delle componenti RCV e RCV_i, descrivendo le modalità di riconoscimento dei costi operativi relativi alla morosità e quelle degli altri costi operativi, nonché le modalità di quantificazione del capitale investito netto e della sua remunerazione;
- le modalità di quantificazione del corrispettivo PCV e delle componenti RCV ed RCV_i, nonché i criteri per il loro aggiornamento;
- la definizione di specifici meccanismi, ulteriori rispetto all'applicazione delle componenti RCV ed RCV_i, per la remunerazione degli esercenti la maggior tutela.

In ragione degli orientamenti illustrati nel suddetto documento per la consultazione e delle osservazioni pervenute, l'Autorità, con l'anzidetta delibera 659/2015/R/eel, ha definito la quantificazione dei corrispettivi.

Più specificamente, in relazione al corrispettivo PCV, è stata prevista la definizione di un valore unico nazionale del corrispettivo, ma con una differenziazione tra le diverse tipologie di clientela. I livelli fissati a decorrere dall'1 gennaio 2016 sono stati definiti considerando:

- per gli oneri relativi alla morosità, il livello di *unpaid ratio* riconosciuto (vale a dire del tasso di mancato pagamento delle fatture da parte dei clienti finali all'interno di un periodo temporale di 24 mesi) e rilevato dai venditori sul mercato libero, considerando il comportamento efficiente degli operatori in termini di gestione della clientela e del credito. Tale tasso è risultato complessivamente pari al 2,7191%, differenziato per tipologie di clienti (2,2465% per i clienti domestici e 2,9115% per i clienti allacciati alla rete in bassa tensione altri usi);
- per gli altri costi operativi, i valori dell'anno 2014, desumibili dai conti annuali separati inviati dagli operatori ai sensi della normativa in materia di *unbundling* e aggiustati in considerazione del peso delle rettifiche, comunicate nell'ambito della richiesta dati. Più precisamente, tali valori comprendono anche i costi connessi alle politiche di marketing e di acquisizione della clientela;
- per il riconoscimento della quantificazione del capitale investito netto, l'adozione di una metodologia di quantificazione parametrica del capitale circolante netto, definito in base alla stima dell'esigenza di cassa, cui un venditore deve far fronte nell'ambito della propria attività di vendita, e fissando l'esposizione

media in 53 giorni. In tale contesto è stato, altresì, previsto che la remunerazione sia definita, come già avviene, mediante la metodologia del *Weighted Average Cost of Capital (WACC)*, utilizzando il tasso di interesse nominale e non considerando ai fini del calcolo gli oneri connessi all'Irap, per la quale è previsto un riconoscimento separato. Nello specifico tale tasso è risultato complessivamente fissato all'8%.

Per quanto riguarda la remunerazione degli esercenti la maggior tutela, la citata delibera 659/2015/R/eel ha introdotto una ulteriore differenziazione delle componenti, tale da rispecchiare le distinzioni del costo unitario sostenuto dai diversi esercenti, ascrivibili alla potenziale presenza di economie di scala presumibilmente connesse all'ottimizzazione sia dei costi fissi sia della gestione dei processi (indicato come effetto dimensione).

In particolare, sono state considerate tre distinte componenti: la componente RCV da riconoscere agli esercenti societariamente separati che servono un numero rilevante di clienti finali (superiore a 10 milioni), la componente RCV_{sm} per gli altri esercenti societariamente separati e la RCV_i per gli esercenti non societariamente separati. Ciascuna di queste componenti risulta differenziata per tipologie di clienti finali e per zone territoriali (Centro-Nord e Centro-Sud).

La quantificazione dei livelli delle singole componenti è stata eseguita con criteri analoghi alla metodologia di riconoscimento dei costi della componente PCV.

Per gli oneri della morosità, si è riconosciuto il livello di *unpaid ratio*, che tiene conto di una gestione efficiente del credito da parte dei singoli esercenti; per i costi operativi, sono stati presi a riferimento i valori di costo 2014 escludendo, in questo caso, tutti i costi relativi al marketing e all'acquisizione; per la remunerazione del capitale investito netto, si è compiuta la quantificazione parametrica del CCN e il WACC è stato in questo caso fissato al 7,8%.

Inoltre, sempre relativamente alla remunerazione degli esercenti la maggior tutela, la stessa delibera ha previsto ulteriori specifici meccanismi di riconoscimento, finalizzati, da un lato, al riconoscimento dei costi sostenuti da alcuni esercenti la maggior tutela in ragione dell'effetto dimensione, e, dall'altro, a tenere conto, per tutti gli esercenti il servizio, dell'evoluzione del servizio di maggior tutela.

Infine, il provvedimento ha determinato l'aggiornamento annuale del corrispettivo PCV e delle componenti RCV, RCV_{sm} ed RCV_i.

7. Tutela dei consumatori ed efficienza energetica negli usi finali | Intersettoriale

Revisione dei fattori percentuali convenzionali e del meccanismo di perequazione delle perdite sulle reti di distribuzione

Con la delibera 23 luglio 2015, 377/2015/R/eel, che ha fatto seguito al documento per la consultazione 30 aprile 2015, 202/2015/R/eel, l'Autorità ha completato la disciplina delle perdite sulle reti di distribuzione, rivedendo i fattori percentuali convenzionali di perdita dall'1 gennaio 2016 e innovando il meccanismo di perequazione delle perdite da applicare alle imprese di distribuzione, con riferimento alle perdite di competenza a partire dal 2015.

La nuova disciplina considera la diversificazione territoriale delle perdite effettive sulle reti di distribuzione e mantiene gli incentivi in capo alle imprese distributrici per la minimizzazione delle perdite stesse, prevedendo al contempo il trasferimento a tutti i clienti finali (sia sul mercato tutelato sia sul mercato libero) di parte dei benefici strutturali o derivanti dai guadagni di efficienza conseguiti dalle imprese di distribuzione.

In particolare, il richiamato documento:

- aggiorna, a valere dall'1 gennaio 2016, prevedendone l'invarianza per un triennio, ai fini del *settlement* (ossia della regolazione delle partite relative alle immissioni e ai prelievi dalla rete da parte dei diversi soggetti), i fattori di perdita standard da applicare ai prelievi, alle immissioni e alle interconnessioni tra reti, confermando la definizione di coefficienti uniformi a livello nazionale e riducendo, in particolare, il fattore relativo ai prelievi in media tensione dal 4,0% al 3,8%, con un beneficio immediato a favore dei clienti finali;
- innova, introducendo semplificazioni, il meccanismo di perequazione delle perdite (basato sulla differenza tra perdite effettive e perdite standard di rete), da applicare alle imprese di distribuzione a partire dal 2016 con riferimento alle perdite di competenza dell'anno 2015; avvia la differenziazione su base territoriale dei fattori da applicare alle perdite di natura commerciale (che non dipendono dalle caratteristiche delle reti, come i furti fraudolenti di energia elettrica, gli errori di misurazione e gestione dei dati), nonché la facoltà di optare per l'applicazione, per le perdite di natura tecnica, di fattori differenziati per ambito di concentrazione (con riferimento a contesti abitativi caratterizzati da alta, media e bassa concentrazione). Inoltre, inserisce, nel calcolo corrispondente

alla differenza tra le perdite effettive e le perdite standard, un elemento di parametrizzazione specifico aziendale, volto ad assicurare che l'incentivo riconosciuto alle imprese di distribuzione, anche in ragione delle azioni intraprese al contenimento delle perdite di energia elettrica, preservi la coerenza con le condizioni effettive di esercizio delle reti, evitando il rischio di riconoscere alle medesime extra profitti altrimenti non giustificati;

- dettaglia il meccanismo di contenimento delle perdite commerciali, prevedendo una modalità di attenuazione del percorso temporale di efficientamento richiesto alle imprese di distribuzione, in considerazione degli interventi che le medesime, su base triennale, possono realisticamente mettere in atto per contrastare, in particolare, i prelievi fraudolenti di energia elettrica.

Disciplina del sistema indennitario

La disciplina del sistema indennitario, introdotta con la delibera 11 dicembre 2009, ARG/elt 191/09, e integrata con la delibera 22 marzo 2012, 99/2012/R/eel, persegue la finalità di garantire all'esercente la vendita uscente un indennizzo per il mancato incasso del credito relativo alle fatture degli ultimi tre mesi precedenti la data di *switching* del cliente finale moroso (per maggiori dettagli si rinvia alla *Relazione Annuale* 2015).

Relativamente al primo periodo di implementazione del sistema indennitario, dall'entrata in operatività nel luglio 2011 al consuntivo di gennaio 2016, emerge che gli esercenti la vendita uscenti hanno emesso più di 578.000 richieste di indennizzo, la cui correttezza è stata accertata dal gestore, per corrispettivi C^{MOR} totali di 173,1 milioni di euro a fronte di crediti insoluti di 281,4 milioni di euro. In media, dunque, gli esercenti la vendita hanno ottenuto indennizzi per 4,8 milioni di euro al mese. Nonostante il lungo periodo intercorso tra la data di *switching* e l'applicazione del corrispettivo C^{MOR} da parte dell'esercente la vendita entrante al cliente finale inadempiente (periodo compreso tra i 12 e i 18 mesi, durante il quale gli esercenti la vendita uscenti avrebbero dovuto incassare i propri crediti dai clienti finali tramite i canali standard di riscossione), gli esercenti la vendita sono riusciti a ridurre del 62% gli oneri del mancato pagamento relativi ai crediti per cui hanno presentato richiesta di indennizzo. Le attività di monitoraggio del gestore hanno anche avuto ad oggetto il comportamento dei clienti che utilizzano

7. Tutela dei consumatori ed efficienza energetica negli usi finali | Intersettoriale

ripetutamente lo *switching*, per non pagare le fatture relative agli ultimi mesi della fornitura. I risultati di tali analisi sono evidenziati nella tavola e nel grafico seguenti.

La figura 7.1 evidenzia come il sistema indennitario permetta di individuare i casi in cui tale comportamento viene attuato¹, limitandone gli impatti in termini di rischio creditizio per gli esercenti la vendita.

INCIDENZA	LUG.-DIC. 2011 ^(B)	GEN.-DIC. 2012 ^(B)	GEN.-DIC. 2013 ^{(B),(C)}	GEN. 2014-FEB. 2015 ^(B)	MAR.-DIC. 2015
Nel periodo analizzato	0,3%	5,8%	18,7% ^(A)	22,2%	30,8%
Cumulate	0,3%	4,9%	11,0%	15,6%	19,2%

Note:

(A) Dati nel periodo marzo-dicembre 2013 al netto delle richieste di indennizzo relative a punti di prelievo il cui titolare ha effettuato una voltura in seguito alla prima richiesta di indennizzo in modo da non essere più rintracciato. Fenomeno invece incluso negli altri trimestri. Tale differenza, tuttavia, non incide l'andamento della serie storica in quanto ha un peso poco rilevante rispetto al totale delle richieste di indennizzo del trimestre (la cui media dei mesi precedenti è pari allo 0,1%).

(B) Dati al lordo delle richieste di indennizzo annullate per errore in seguito, a febbraio 2015. Tale fenomeno tuttavia, non incide l'andamento della serie storica in quanto del tutto trascurabile rispetto al totale delle richieste di indennizzo.

(C) Sistema non operativo nel periodo marzo-luglio 2013.

Fonte: Elaborazione su dati dell'Acquirente unico.

TAV. 7.1

Incidenza, sul totale dei C^{MOR} applicati, dei clienti che in seguito a ripetuti *switching* hanno indotto più esercenti a richiedere l'indennizzo

Clienti per cui più esercenti consecutivamente hanno richiesto l'indennizzo

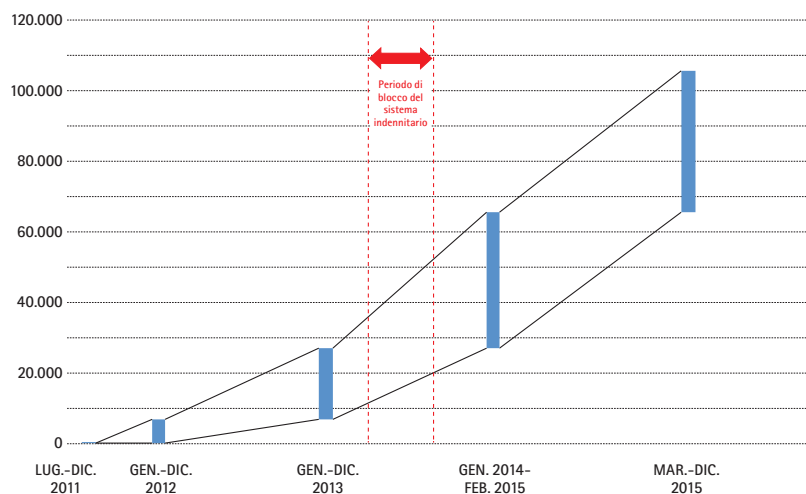


FIG. 7.1

Monitoraggio del comportamento dei clienti finali tramite il sistema indennitario
Numero di clienti con almeno due C^{MOR} consecutivi

Fonte: Elaborazione dati forniti dall'Acquirente unico.

¹ Nell'ambito della presente analisi sono stati considerati, in via conservativa, i soli clienti finali che per la stessa fornitura hanno ricevuto almeno due richieste di indennizzo consecutive. Sono stati, dunque, esclusi i clienti interessati da una sola richiesta di indennizzo e coloro che in seguito alla prima richiesta di indennizzo hanno effettuato una voltura impendendo di essere rintracciati.

7. Tutela dei consumatori ed efficienza energetica negli usi finali | Intersettoriale

Durante il periodo di operatività del sistema indennitario, il 19,2% del totale degli indennizzi afferisce ai clienti finali che per la stessa fornitura hanno ricevuto almeno due richieste di indennizzo consecutive, per un totale di più di 105.000 casi individuati fino a dicembre 2015. L'analisi degli indennizzi riconosciuti mostra ancora un trend crescente dell'incidenza delle richieste dei clienti finali che già ne avevano ricevuti, rispetto ai nuovi indennizzi riconosciuti nello stesso

periodo, tale da raggiungere il 30,8% tra marzo e dicembre 2015. Il gestore del sistema indennitario, su richiesta e in coordinamento con l'Autorità, ha inoltre realizzato attività periodiche di verifica e controllo, a tappeto e a campione, volte a monitorare costantemente il corretto funzionamento del sistema, a verificare la corretta applicazione della relativa disciplina e a individuare aree di miglioramento del suo funzionamento.

Regolazione del mercato del gas

Mercato del gas: percorso di riforma

Nel settore del gas naturale le forme di tutela previste per i clienti finali si sostanziano, per i clienti domestici e i condomini uso domestico, in condizioni economiche definite dall'Autorità che tutti i venditori hanno l'obbligo di offrire loro (c.d. "servizio di tutela del gas naturale").

Le condizioni economiche del servizio di tutela sono determinate dall'Autorità secondo una logica analoga a quella su cui è basata la determinazione dei prezzi del servizio di maggior tutela nel settore elettrico, vale a dire in modo da riflettere le condizioni di costo di un operatore efficiente del mercato.

In particolare, per quanto concerne la componente del prezzo relativa all'approvvigionamento all'ingrosso del gas naturale, sono prese a riferimento le condizioni di prezzo prevalenti sul mercato *spot*.

Nel settore del gas naturale operano due servizi di ultima istanza: il servizio di fornitura di ultima istanza (servizio FUI) e il servizio di *default*.

Il servizio FUI è orientato unicamente a garantire la continuità della fornitura ed è destinato ai clienti domestici, ai condomini uso domestico e ai clienti altri usi con consumi fino a 50.000 S(m³)/anno, che si trovano senza un venditore per cause indipendenti dalla loro volontà; pertanto, sono esclusi quei clienti che, pur appartenendo a una delle menzionate tipologie, risultano morosi. Il servizio FUI è altresì destinato alle attività di pubblico servizio, per i clienti non disalimentabili.

Il servizio di *default*, invece, ha la finalità di garantire unicamente il bilanciamento della rete ed è, pertanto, destinato ai clienti che non hanno diritto al servizio FUI, poiché rientrano nelle citate tipologie ma sono morosi o appartenenti ad altre tipologie di clientela.

In considerazione del diverso assetto del servizio di vendita e della diversa forma di tutela di prezzo rispetto a quanto vigente nel settore elettrico, nonché in considerazione dell'esistenza dei servizi di ultima istanza, l'Autorità ritiene che non sia necessario introdurre specifiche misure di accompagnamento verso il mercato libero analoghe a quelle in via di definizione per il servizio di maggior tutela nel settore elettrico.

Infatti, da una parte, la vigente regolazione pone in capo ai venditori di gas nel mercato *retail* un obbligo di offerta (non un obbligo di fornitura) delle condizioni stabilite dall'Autorità, dall'altra, a partire dall'ottobre 2013, per la determinazione della componente C_{MEM} (relativa ai costi di approvvigionamento della materia prima), sono state prese a riferimento le condizioni di prezzo prevalenti sul mercato *spot* e non più i contratti di lungo periodo.

Nel settore del gas naturale non si ravvisa, dunque, la necessità di intervenire con strumenti che agevolino il passaggio al mercato libero, in considerazione del fatto che i clienti domestici sono già esposti alle dinamiche di mercato. L'Autorità si è riservata, al più, di valutare l'opportunità di intervenire con misure per promuovere la scelta più consapevole e attiva da parte dei clienti, in vista del superamento delle tutele di prezzo dall'1 gennaio 2018.

7. Tutela dei consumatori ed efficienza energetica negli usi finali | Intersettoriale

Servizio di tutela: aggiornamento trimestrale delle condizioni economiche

In conformità al *Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane (TIVG)*, di cui all'Allegato A della delibera 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09, l'Autorità ha aggiornato, con cadenza trimestrale, sia la componente $C_{MEM,t}$, a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale nei mercati all'ingrosso, sia l'elemento QTV_t , che indica il corrispettivo a copertura dei costi relativi alle perdite di rete e al gas non contabilizzato; con cadenza annuale ha aggiornato anche le altre componenti delle condizioni economiche di fornitura.

Con riferimento agli aggiornamenti trimestrali, l'Autorità è intervenuta ad aggiornare le citate componenti:

- per il trimestre aprile-giugno 2015, con la delibera 26 marzo 2015, 131/2015/R/gas;
- per il trimestre luglio-settembre 2015, con la delibera 25 giugno 2015, 304/2015/R/gas;
- per il trimestre ottobre-dicembre 2015, con la delibera 28 settembre 2015, 455/2015/R/gas;
- per il trimestre gennaio-marzo 2016, con la delibera 28 dicembre 2015, 661/2015/R/gas.

Con le suddette delibere 304/2015/R/gas, 455/2015/R/gas e 661/2015/R/gas, l'Autorità ha anche aggiornato, rispettivamente a far data dall'1 luglio 2015, dall'1 ottobre 2015 e dall'1 gennaio 2016, il valore della componente C_{PR} , a copertura del meccanismo per la promozione della rinegoziazione dei contratti pluriennali di approvvigionamento di gas naturale, al fine di conseguire il gettito necessario alla regolazione delle partite economiche, di cui alla delibera 10 ottobre 2013, 447/2013/R/gas, come aggiornata dalla delibera 20 novembre 2015, 556/2015/R/gas.

Per il dettaglio dei valori di aggiornamento, si rimanda al Capitolo 3 del Volume I.

Servizio di tutela: modalità di determinazione della materia prima gas

La delibera dell'Autorità 26 marzo 2015, 133/2015/R/gas, ha confermato, anche per l'anno termico 2015-2016, il riferimento alle

quotazioni del gas sul mercato olandese *Title Transfer Facility (TTF)*, per la determinazione della componente relativa all'approvvigionamento all'ingrosso $C_{MEM,t}$.

Riguardo alla componente CCR, che copre i costi delle partite relative all'attività di vendita all'ingrosso comprensive di un'equa remunerazione e di alcuni rischi connessi a tale attività, la suddetta delibera ha confermato, per l'anno termico 2015-2016, la valorizzazione proposta nel documento per la consultazione 5 febbraio 2015, 38/2015/R/gas, per quanto attiene alle partite relative all'attività di vendita all'ingrosso e ai rischi profilo, eventi climatici invernali e *pro die*; mentre ha adeguato sia il valore del rischio bilanciamento, per tenere conto anche del rischio legato all'intervento del responsabile del bilanciamento nella sessione di mercato *locational*, sia il valore del rischio livello. La delibera, da ultimo, ha confermato la modalità di adeguamento del rischio profilo e del rischio eventi climatici invernali, in funzione dell'esito delle aste per l'assegnazione della capacità di stoccaggio.

Il provvedimento ha poi evidenziato l'esigenza di definire le condizioni economiche del servizio di tutela, in coerenza con gli sviluppi normativi e regolatori, indirizzati alla progressiva revisione del perimetro delle tutele di prezzo.

In particolare, con la delibera 271/2015/R/com, l'Autorità ha avviato un procedimento per la definizione del percorso di riforma dei meccanismi di tutela di prezzo per le forniture di energia elettrica e di gas naturale ai clienti domestici e alle piccole imprese. Parallelamente, il DDL concorrenza ha fissato la data unica dell'1 gennaio 2018 per la cessazione delle tutele di prezzo per tutte le categorie di piccoli consumatori nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale.

In considerazione dei suddetti sviluppi normativi e regolatori e con riferimento alle condizioni economiche del servizio di tutela, nel corso del 2016 l'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 18 febbraio 2016, 61/2016/R/gas, al fine di illustrare le modalità di determinazione della componente a copertura dei costi di approvvigionamento all'ingrosso ($C_{MEM,t}$) e dell'aggiornamento della componente relativa alle attività connesse all'approvvigionamento all'ingrosso (CCR), per il periodo compreso tra l'1 ottobre 2016 e il 31 dicembre 2017, estendendo di un trimestre il periodo relativo al normale anno termico per tener conto della data prevista di cessazione del regime di tutela.

Nello specifico, il documento ha previsto la determinazione della componente C_{MEM} , secondo una logica di continuità con

7. Tutela dei consumatori ed efficienza energetica negli usi finali | Intersettoriale

l'assetto esistente, adottando al contempo un approccio più flessibile rispetto allo schema proposto nel citato documento per la consultazione per quanto riguarda la valutazione delle condizioni necessarie per consentire il passaggio dalle quotazioni olandesi alle corrispondenti quotazioni del mercato nazionale e, conseguentemente, la scelta del riferimento di mercato nel periodo compreso tra l'1 ottobre 2016 e il 31 dicembre 2017. Pur riconoscendo un significativo aumento dei volumi negoziati al Punto di scambio virtuale (PSV) nel corso del 2015, rispetto al 2014, l'Autorità ha prospettato il mantenimento, per il periodo compreso tra l'1 ottobre 2016 e il 31 dicembre 2017, della vigente formula di aggiornamento della componente C_{MEM} , che ha come mercato di riferimento l'*hub* TTF e come contratto di riferimento il prodotto trimestrale relativo al trimestre oggetto di aggiornamento.

Riguardo alla componente CCR, il cui aggiornamento avviene entro il 31 marzo di ogni anno con riferimento ai valori in vigore nell'anno termico successivo, l'Autorità ha confermato, per il periodo 1 ottobre 2016 – 31 dicembre 2017, le modalità di quantificazione già adottate per la determinazione di tale componente nell'anno termico 2015-2016.

Con la delibera 1 aprile 2016, 166/2016/R/gas, sono state confermate le vigenti modalità di calcolo della componente C_{MEM} , mantenendo il riferimento alle quotazioni del gas naturale sul mercato TFF; per quanto riguarda la componente CCR, invece, sono stati adeguati il valore del rischio livello, in considerazione di un tasso atteso di uscita dal servizio di tutela maggiore di quello rilevato nell'ultimo biennio, nonché il rischio *pro-die*, includendo nella quantificazione il differente valore stagionale della componente tariffaria CRV^{DS} a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore correttivo dei ricavi di riferimento per il servizio di stoccaggio. Il valore associato al rischio profilo e al rischio eventi climatici invernali è stato aggiornato in esito alle aste per l'assegnazione della capacità di stoccaggio.

La delibera ha, infine, esteso di un trimestre l'applicazione della componente GRAD (per la gradualità nell'applicazione delle condizioni economiche del servizio di tutela in esito alla riforma del 2013) prevista per l'anno termico 2016-2017 (ultimo periodo di implementazione), al fine di limitare le possibili oscillazioni di prezzo nel trimestre antecedente la cessazione del servizio di tutela, a parità di ammontare di gettito atteso.

Servizio di tutela: modifiche delle componenti di commercializzazione al dettaglio

Con la delibera 26 novembre 2015, 575/2015/R/gas, l'Autorità ha aggiornato, a partire dall'1 gennaio 2016, i livelli della componente QVD, a copertura dei costi di commercializzazione al dettaglio del servizio di tutela. Il provvedimento fa seguito al documento per la consultazione 24 settembre 2015, 449/2015/R/gas, con il quale l'Autorità aveva illustrato i criteri adottati per la definizione e la quantificazione del costo riconosciuto attraverso la QVD, nonché i propri orientamenti in tema di livelli e di aggiornamento di tale componente.

In ragione delle posizioni espresse nel suddetto documento per la consultazione e delle osservazioni pervenute al medesimo, con la delibera menzionata si è provveduto ad aggiornare i livelli della componente QVD, mantenendola unica sul territorio nazionale. I suddetti livelli sono stati determinati considerando:

- per gli oneri relativi alla morosità, il livello di *unpaid ratio*, riconosciuto e definito sulla base del tasso di mancato incasso delle fatture nei trascorsi 24 mesi dalla loro emissione, come rilevato dai venditori sul mercato libero, tenendo altresì in considerazione il comportamento efficiente degli operatori in termini di gestione della clientela e di gestione del credito. Tale tasso è risultato complessivamente pari al 2,34%, non differenziato per tipologie di clienti;
- per gli altri costi operativi, i valori di bilancio consuntivo riferiti all'anno 2013 (a disposizione dell'Autorità in virtù della disciplina *unbundling*) e relativi all'attività di vendita ai clienti finali del gas naturale, comparto di vendita ai clienti di piccole dimensioni, connessi alle reti di distribuzione e con consumi inferiori o pari a 200.000 S(m³)/anno, così come rettificati in base alle informazioni trasmesse dagli operatori nell'ambito della richiesta dati e attribuendo ai clienti domestici e ai condomini con uso domestico circa l'83% dei costi relativi a tale attività. Questi valori comprendono anche i costi connessi alle politiche di marketing e acquisizione della clientela;
- per il riconoscimento della quantificazione del capitale investito netto, una metodologia di quantificazione parametrica del capitale circolante netto, definito in base alla stima dell'esigenza di cassa cui un venditore deve far fronte

7. Tutela dei consumatori ed efficienza energetica negli usi finali | Intersettoriale

nell'ambito della propria attività di vendita, e fissando l'esposizione media in 49 giorni. In tale ambito è stato, altresì, previsto che la remunerazione sia definita - come già avviene - mediante la metodologia del WACC, utilizzando il tasso di interesse nominale e non considerando, ai fini del calcolo, gli oneri connessi all'Irap, per la quale è previsto un riconoscimento separato.

Infine, la medesima delibera ha anche stabilito che i livelli della componente QVD siano rivisti con cadenza annuale e che tale aggiornamento venga riferito all'anno solare, in modo da essere reso compatibile con i dati contabili disponibili e aggiornati, considerate le tempistiche che caratterizzano la messa a disposizione dell'Autorità dei conti annuali separati.

Gas diversi dal gas naturale: aggiornamento della componente a copertura dei costi di commercializzazione al dettaglio

Con la delibera 28 dicembre 2015, 662/2015/R/gas, a seguito di specifica consultazione (documento per la consultazione 12 novembre 2015, 540/2015/R/gas), l'Autorità ha aggiornato il valore della componente QVD, a copertura della commercializzazione al dettaglio dei gas diversi, con validità biennale, prevedendo che anche per il GPL, come già per i gas manifatturati, assuma una nuova articolazione in quota fissa, espressa in euro/punto di riconsegna per anno. Il nuovo valore per entrambi i combustibili è pari a 36,00 €/PDR.

Il provvedimento ha introdotto la possibilità, per le imprese di distribuzione e di vendita di gas diversi da quello naturale, di applicare un differente livello per la componente QVD, a fronte della certificazione di eventuali ulteriori costi relativi all'attività di vendita, che non trovino copertura nel livello della suddetta componente. Lo stesso provvedimento ha poi prorogato i valori della QVD, in vigore alla fine del mese di dicembre 2015, fino al 31 marzo 2016, allo scopo di tenere in considerazione l'effetto delle modifiche sui sistemi di fatturazione delle imprese, e ha disposto che i nuovi valori della QVD siano aggiornati con effetto dall'1 aprile 2016.

Servizi di ultima istanza: servizio di default di trasporto, servizio di fornitura di ultima istanza e servizio di default di distribuzione

Nel settore del gas naturale, sin dal 2012 l'Autorità ha disciplinato il servizio di *default* trasporto (SdDT), per quanto riguarda i punti di riconsegna allacciati alla rete di trasporto.

Tale servizio è finalizzato a garantire il bilanciamento della rete di trasporto in relazione ai prelievi di gas che si possono verificare presso punti di riconsegna che restano privi dell'utente di trasporto e di bilanciamento (UdB), al quale imputare i predetti prelievi, a seguito della risoluzione del contratto di trasporto o del mancato conferimento della relativa capacità.

L'Autorità ha, altresì, previsto che l'impresa maggiore di trasporto, al fine di ridurre i casi di attivazione dell'SdDT, possa organizzare e svolgere procedure ad evidenza pubblica per la selezione di uno o più venditori che si impegnino, nelle ipotesi in cui dovrebbe essere attivato l'SdDT, ad assumere la qualifica di fornitori transitori (FT_T) e ha, altresì, definito gli indirizzi applicabili alle procedure a evidenza pubblica per la loro selezione². In vista dell'approssimarsi delle gare per l'individuazione dei nuovi FT_T titolari del servizio, a partire dal mese di ottobre 2015, con il documento per la consultazione 2 luglio 2015, 323/2015/R/gas, l'Autorità ha definito i propri orientamenti, con lo scopo di efficientare la disciplina dell'SdDT e dei FT_T, tenendo conto dell'esperienza maturata, a vario titolo, in questi primi tre anni di esercizio. In particolare, sono stati consultati gli interventi riguardanti le cause di attivazione del servizio, le condizioni di erogazione del servizio, le modalità di determinazione delle condizioni economiche e il meccanismo di copertura degli oneri della morosità.

A tale documento ha fatto seguito la delibera 6 agosto 2015, 417/2015/R/gas, che, in vista delle nuove procedure, ha integrato la disciplina applicabile agli FT_T, a partire dall'1 ottobre, in merito alle tematiche sopra evidenziate. Nel mese di settembre 2015, Snam Rete Gas ha comunicato l'intenzione, relativamente all'anno termico 2015-2016, di erogare direttamente l'SdDT e di non voler esercitare, pertanto, la facoltà di individuare, mediante procedura a evidenza pubblica, uno o più FT_T. A seguito di tale comunicazione, l'Autorità è intervenuta con la delibera 17 settembre 2015, 443/2015/R/gas, per

² Snam Rete Gas ha svolto due procedure di selezione ad evidenza pubblica nei mesi di settembre del 2012 e del 2013, individuando quali FT_T, Eni e Italtrading, per il periodo 1 ottobre 2012 - 30 settembre 2013, Spigas, Eni ed Edison per il periodo 1 ottobre 2013 - 30 settembre 2015.

7. Tutela dei consumatori ed efficienza energetica negli usi finali | Intersettoriale

garantire alle imprese regionali di trasporto la possibilità di identificare con urgenza un soggetto alternativo, in mancanza degli FT_T, che garantisca l'SdDT con riferimento ai punti di riconsegna allacciati alle loro reti.

Per quanto riguarda, invece, i clienti finali connessi alla rete di distribuzione, sono previsti due specifici servizi di ultima istanza: il servizio FUI e il servizio di *default* di distribuzione (servizio FDD).

Il servizio FUI è orientato unicamente a garantire la continuità della fornitura ai clienti vulnerabili, intesi come clienti domestici, condomini uso domestico, clienti altri usi con consumi fino a 50.000 S(m³)/anno e le utenze relative ad attività di servizio pubblico³.

Il servizio FDD ha, invece, la finalità di garantire unicamente il bilanciamento della rete ed è destinato ai clienti che non hanno diritto al servizio FUI, poiché non rientranti nelle tipologie dei clienti sopra richiamate⁴. La disciplina dei suddetti servizi di ultima istanza si è andata delineando e affinando nel corso degli ultimi anni e, in particolare, il servizio di *default* ha avuto pieno avvio con riferimento all'anno termico 2013-2014. Attualmente le condizioni di erogazione dei servizi di ultima istanza sono definite dal TIVG.

In particolare, il TIVG disciplina le modalità e le tempistiche di attivazione e di cessazione del servizio, nonché le procedure di subentro nelle capacità di trasporto e di distribuzione del gas naturale. Inoltre, definisce le condizioni economiche che i soggetti sono tenuti ad applicare ai clienti finali serviti e stabilisce specifici meccanismi di copertura degli oneri relativi alla morosità, inerenti, per il FUI, ai clienti non disalimentabili (corrispondenti ai clienti appartenenti alla tipologia "utenze del servizio pubblico") e, per il servizio FDD, ai clienti morosi.

Infine, con specifico riferimento al servizio FDD, il TIVG dettaglia altresì:

- le responsabilità che rimangono in capo all'impresa di distribuzione, relative, da un lato, alle attività funzionali alla tempestiva disalimentazione fisica del punto di riconsegna, qualora il cliente finale non trovi un nuovo fornitore entro un termine

congruo assegnato dalla normativa e, dall'altro, alle attività funzionali alla corretta imputazione dei prelievi effettuati dal cliente finale, sia presso il relativo punto di riconsegna, sia ai fini dell'allocazione svolta dall'impresa maggiore di trasporto;

- le disposizioni in caso di mancato rispetto degli adempimenti in capo all'impresa di distribuzione, stabilendo tra l'altro l'ammontare che l'impresa di distribuzione è tenuta a versare alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA), qualora non sia portata a termine la disalimentazione fisica del punto di riconsegna nei tempi previsti dalla regolazione, e prevedendo che il suddetto ammontare possa essere ridotto o non fissato in via del tutto eccezionale nei casi di comprovata e manifesta impossibilità di effettuare la disalimentazione entro i termini stabiliti o nel caso in cui il mancato rispetto delle tempistiche sia riconducibile ad atti di Autorità pubbliche, limitatamente al periodo di efficacia di tali atti.

Nel corso del 2015 hanno continuato a svolgere le citate attività i fornitori di ultima istanza FUI e i fornitori del servizio FDD, individuati mediante procedure a evidenza pubblica gestite dall'Acquirente unico nel mese di settembre 2014⁵. I soggetti così individuati sono tenuti a svolgere i servizi corrispondenti per la durata di due anni fino al mese di settembre 2016.

Inoltre, con il documento per la consultazione 25 febbraio 2016, 71/2016/R/gas, l'Autorità ha presentato i propri orientamenti in merito alla definizione dei criteri di valutazione delle istanze depositate dalle imprese di distribuzione ai fini del versamento parziale del pagamento degli importi previsti in caso di mancata disalimentazione di un punto di riconsegna secondo le tempistiche stabilite dalla regolazione. Nel citato documento l'Autorità si pone come obiettivo quello di pervenire ad una organica trattazione dei criteri applicabili alle valutazioni di merito delle suddette istanze, al fine di completare e dettagliare la disciplina, anche evidenziando una serie di possibili casi oggetto delle predette istanze, che presentano elementi ricorrenti e tipici.

3 Tale categoria comprende: gli ospedali, le case di cura e di riposo, le carceri, le scuole, e le altre strutture pubbliche e private che svolgono un'attività riconosciuta di assistenza.

4 L'attivazione del servizio di *default* è prevista anche per i clienti che hanno diritto al servizio FUI, per i quali l'attivazione di questo servizio risulta impossibile (per esempio, perché il FUI non è stato selezionato).

5 Per quanto concerne il servizio FUI, sono state individuate la società Eni per le regioni Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria e la società Enel Energia per tutte le altre regioni, a eccezione della Sardegna. In merito invece al servizio FDD, l'Acquirente unico ha individuato la società Enel Energia per le regioni Valle d'Aosta, Liguria, Lombardia, Trentino Alto Adige, Veneto, Abruzzo, Basilicata, Lazio e Sicilia, e la società Hera Comm per le regioni Friuli Venezia Giulia, Emilia Romagna, Toscana e Marche.