



Relazione 332/2019/I

RELAZIONE ANNUALE
ALL'AGENZIA INTERNAZIONALE PER LA COOPERAZIONE
FRA I REGOLATORI NAZIONALI DELL'ENERGIA
E ALLA COMMISSIONE EUROPEA
SULL'ATTIVITÀ SVOLTA E I COMPITI
DELL'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI E AMBIENTE

31 luglio 2019

INDICE

| | | |
|---------|--|-----|
| 1 | Prefazione | 4 |
| 2 | Sommario/Principali sviluppi nei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale nel 2018 | 5 |
| 3 | Il mercato elettrico | 25 |
| 3.1 | Regolamentazione delle infrastrutture | 25 |
| 3.1.1 | Unbundling | 25 |
| 3.1.2 | Regolamentazione tecnica | 25 |
| 3.1.3 | Tariffe per la connessione e per l'accesso alle reti | 37 |
| 3.1.4 | Regolamentazione e cooperazione internazionale sulle infrastrutture transfrontaliere | 45 |
| 3.1.5 | Conformità alla normativa comunitaria | 57 |
| 3.2 | Promozione della concorrenza | 58 |
| 3.2.1 | Mercati all'ingrosso | 58 |
| 3.2.1.1 | Monitoraggio dei prezzi del mercato all'ingrosso | 64 |
| 3.2.1.2 | Monitoraggio del livello di trasparenza, compreso il rispetto degli obblighi sulla trasparenza e sul grado e sull'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza | 67 |
| 3.2.2 | Mercati al dettaglio | 68 |
| 3.2.2.1 | Monitoraggio del livello dei prezzi del mercato al dettaglio, del livello di trasparenza e sul grado e sull'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza | 81 |
| 3.2.2.2 | Raccomandazioni sui prezzi finali di vendita, indagini, ispezioni e imposizioni di misure per la promozione della concorrenza | 89 |
| 3.3 | Sicurezza delle forniture | 93 |
| 3.3.1 | Monitoraggio del bilancio tra domanda e offerta di energia elettrica | 93 |
| 3.3.2 | Monitoraggio degli investimenti in capacità di generazione in riferimento alla sicurezza delle forniture | 93 |
| 3.3.3 | Misure per coprire picchi di domanda o carenze dell'offerta | 95 |
| 4 | Il mercato del gas naturale | 96 |
| 4.1 | Regolamentazione delle infrastrutture | 96 |
| 4.1.1 | Unbundling | 96 |
| 4.1.2 | Regolamentazione tecnica | 96 |
| 4.1.3 | Tariffe per la connessione e per l'accesso alle reti e ai terminali di rigassificazione | 106 |
| 4.1.4 | Regolamentazione e cooperazione internazionale sulle infrastrutture transfrontaliere | 111 |
| 4.1.5 | Conformità alla normativa comunitaria | 112 |

| | | |
|---------|--|-----|
| 4.2 | Promozione della concorrenza..... | 113 |
| 4.2.1 | Mercati all'ingrosso | 113 |
| 4.2.1.1 | Monitoraggio dei prezzi del mercato all'ingrosso..... | 118 |
| 4.2.1.2 | Monitoraggio del livello di trasparenza, compreso il rispetto degli obblighi sulla trasparenza, e sul grado e sull'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza..... | 125 |
| 4.2.2 | Mercati al dettaglio | 126 |
| 4.2.2.1 | Monitoraggio del livello dei prezzi del mercato al dettaglio, del livello di trasparenza e sul grado e sull'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza | 133 |
| 4.2.2.2 | Raccomandazioni sui prezzi finali di vendita, indagini, ispezioni e imposizioni di misure per la promozione della concorrenza | 138 |
| 4.3 | Sicurezza delle forniture..... | 139 |
| 5 | Protezione dei consumatori e risoluzione delle controversie nell'elettricità e nel gas..... | 140 |
| 5.1 | Protezione dei consumatori | 140 |
| 5.2 | Gestione delle controversie | 148 |

1 PREFAZIONE

Questo documento, redatto dalla Autorità di Regolazione per Energia Reti ed Ambiente, fornisce all'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori dell'energia (ACER) e alla Commissione europea – ormai da diverso tempo tramite il suo aggiornamento annuale - un rapporto sull'attività svolta e sull'esecuzione dei compiti regolatori ai sensi degli articoli 37.1.e) e 41.1.e) rispettivamente delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE.

La struttura consolidata del rapporto è stata a suo tempo condivisa con l'ACER e con la Direzione Generale per l'Energia della Commissione europea, in modo che la situazione italiana illustrata nel presente documento sia di facile raffronto con gli analoghi rapporti degli altri Stati Membri.

Qui vengono analizzati i principali elementi di evoluzione strutturale dei due mercati italiani, elettricità e gas, sia relativamente all'attività regolatoria sia allo stato della concorrenza. Il rapporto include inoltre una descrizione della recente evoluzione normativa e regolatoria sul mercato energetico, dell'attività svolta in tema di protezione dei consumatori e di sicurezza delle forniture, questa ultima per gli aspetti di competenza del regolatore nazionale.

L'impegno per lo sviluppo e l'armonizzazione della regolazione unitaria a livello europeo vede nel recente completamento del *Clean Energy Package for all Europeans* un importante punto di arrivo per lo sviluppo di una normativa sovranazionale improntata all'efficienza complessiva e al contempo l'inizio di un importante lavoro di declinazione attento alle specificità dei sistemi energetici nazionali e regionali. Diverse sono state le approvazioni di codici di rete che definiscono oggi, e con sempre maggiore dettaglio, l'insieme delle norme europee. Queste devono poi trovare la loro declinazione Regolatoria con la richiamata specificità all'interno degli Stati membri per disegnare i mercati con una prospettiva ampia e di lungo periodo.

La decentralizzazione della generazione induce forme crescenti di "democratizzazione" dell'energia con alcuni consumatori – tipicamente quelli più consapevoli – che tenderanno ad assumere un ruolo sempre più attivo anche grazie alle sollecitazioni che vengono dall'innovazione. Sul fronte del gas l'implementazione del Regolamento istitutivo del Codice di Rete relativo a strutture tariffarie armonizzate per il trasporto del gas deve avvenire coerentemente con il comune obiettivo di contribuire ad una efficace integrazione del mercato, a migliorare la sicurezza dell'approvvigionamento e a promuovere l'interconnessione tra le reti del gas. L'Autorità ha recentemente osservato che il comportamento di alcuni Stati membri sembrerebbe portare alla formazione di barriere di entrata nei rispettivi sistemi di trasporto gas, determinando così una evoluzione opposta rispetto agli auspici richiamati.

Accanto alle tematiche di disegno e sviluppo di mercati sempre più integrati è necessario che anche nella prospettiva europea si abbia una comune visione dei regolatori nazionali nello svolgere ruoli di attento monitoraggio del funzionamento dei settori. In particolare, con l'applicazione di una comune visione del Regolamento europeo REMIT al fine di prevenire comportamenti abusivi.

Questo è il primo rapporto del nuovo Consiglio insediatosi poco meno di un anno fa per il suo mandato di sette anni di Regolatore e, coerentemente con le previsioni del nuovo quadro strategico proseguirà nelle intense attività di lavoro con ACER e con gli altri regolatori europei in CEER, al fine di proseguire nell'efficiente integrazione dei mercati e dei relativi sviluppi infrastrutturali.

Milano, 30 luglio 2019

IL PRESIDENTE

Stefano Besseghini

2 SOMMARIO/PRINCIPALI SVILUPPI NEI MERCATI DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS NATURALE NEL 2018

Principali novità nell'ambito della legislazione europea

Dopo un lungo e intenso dibattito iniziato nel dicembre 2016 con la proposta della Commissione europea, il Parlamento e il Consiglio europeo hanno trovato un accordo su tutte le misure del Pacchetto "Energia pulita per tutti gli europei" (*Clean Energy for all Europeans*, anche chiamato *Clean Energy Package*). Il Pacchetto si articola in otto atti legislativi che fanno riferimento a quattro ambiti di intervento:

Mercato elettrico

- direttiva (UE) 2019/944 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (rifusione).
- regolamento (UE) 2019/943 sul mercato interno dell'energia elettrica (rifusione);
- regolamento (UE) 2019/941 per la preparazione al rischio nel settore elettrico;
- regolamento (UE) 2019/942 che istituisce un'Agenzia per la cooperazione dei regolatori dell'energia (rifusione);

Fonti rinnovabili

- direttiva (UE) 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (rifusione).

Efficienza Energetica

- direttiva (UE) 2018/2002 che modifica la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica;
- direttiva (UE) 2018/844 sulla prestazione energetica nell'edilizia.

Governance

- regolamento (UE) 2018/1999 sulla *governance* dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima.

Il regolamento sulla *governance* dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima, la direttiva sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili e quella sull'efficienza energetica, sono stati pubblicati nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea il 21 dicembre 2018. La direttiva relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, il regolamento sul mercato interno dell'energia elettrica, il regolamento sulla preparazione al rischio nel settore elettrico e il regolamento che istituisce un'Agenzia per la cooperazione dei regolatori dell'energia sono stati pubblicati nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea il 14 giugno 2019.

La direttiva sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili dovrà essere recepita dagli stati membri entro il 30 giugno del 2021, mentre la direttiva elettrica dovrà essere recepita dalla normativa nazionale degli stati membri entro il 1° gennaio 2021. I regolamenti, invece, sono norme auto attuative, pertanto sono obbligatori in tutti i loro elementi e direttamente applicabili in ciascuno degli Stati membri. Il regolamento 2019/943 sul mercato interno dell'energia elettrica, tuttavia, prevede che le sue norme si applichino a decorrere dal 1° gennaio 2020.

A inizio 2019, le istituzioni europee hanno anche trovato l'accordo politico su una nuova direttiva che modifica alcune parti della direttiva 2009/73/CE relativa a norme comuni per il mercato interno del gas che riguardano l'applicabilità delle normative europee sulle infrastrutture da e per paesi terzi. Tali modifiche sono state approvate il 5 aprile 2019 dal Parlamento e dal Consiglio europeo e il recepimento è previsto nove mesi dopo la loro entrata in vigore.

Il 2018 ha visto altresì il proseguimento dell'implementazione delle disposizioni del Terzo pacchetto energia sia per il settore elettrico che per il settore del gas naturale. Durante l'anno non vi sono state approvazioni di nuovi testi legislativi per il settore elettrico e per il settore gas, eccetto la modifica alla direttiva sopra descritta, ma si è proceduto all'adozione a livello nazionale e comunitario degli atti e provvedimenti attuativi. In particolare, con riferimento al settore elettrico si segnala l'adozione di diverse metodologie legate ai codici di mercato e di gestione della rete, cui viene dato risalto nel presente Rapporto, nel paragrafo 3.1.4 (Integrazione del mercato all'ingrosso e implementazione dei regolamenti europei).

Principali novità nell'ambito della legislazione nazionale

Nel periodo compreso tra aprile 2018 e marzo 2019, sono stati molti gli interventi normativi che hanno interessato i settori di competenza dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito Autorità), di seguito illustrati in ordine di approvazione.

Il **decreto legge 25 luglio 2018, n. 91¹**, recante *Proroga di termini previsti da disposizioni legislative*, ha prorogato al 1° luglio 2020 il termine per la cessazione dei regimi di tutela di prezzo nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale, che era stato fissato al 1° luglio 2019 dalla legge 4 agosto 2017, n. 124. Il medesimo provvedimento ha anche posticipato di 24 mesi il termine per l'entrata in esercizio degli impianti geotermoelettrici e solari termodinamici, inseriti nelle graduatorie pubbliche dal Gestore dei servizi energetici (GSE), ai fini dell'accesso agli incentivi previsti dal decreto interministeriale 23 giugno 2016.

L'art. 19 del **decreto legge 23 ottobre 2018, n. 119²**, recante *Disposizioni urgenti in materia fiscale e finanziaria*, ha individuato i criteri per determinare, attraverso la fissazione di apposti consumi specifici convenzionali, la quantità di prodotto energetico necessaria a produrre una data quantità di elettricità, con l'obiettivo di definire il riferimento giuridico necessario per la tassazione dei combustibili impiegati negli impianti di cogenerazione. È stato, inoltre, introdotto, al punto 11 della tabella A allegata al Testo unico delle accise, un prospetto che riporta i consumi specifici convenzionali da utilizzare per il calcolo dei quantitativi dei combustibili impiegati per la produzione di energia elettrica e calore, valido ai fini del calcolo della relativa accisa.

Il **decreto legge 28 gennaio 2019, n. 4³**, recante *Disposizioni urgenti in materia di reddito di cittadinanza e di pensioni*, ha disposto l'assegnazione delle agevolazioni tariffarie per la fornitura di energia elettrica e gas naturale ("bonus sociali") ai soggetti aventi diritto al reddito di cittadinanza.

Tra i provvedimenti in corso di approvazione, è utile evidenziare il **disegno di legge recante Disposizioni per l'adempimento degli obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia all'Unione europea – Legge europea 2018** (AS 822 - B). Nel corso del dibattito parlamentare è stata introdotta una norma che abroga le disposizioni relative all'estensione del periodo di incentivazione per gli impianti a biomasse, biogas, e bioliquidi (articolo 1, commi 149, 150, 151 della legge 28 dicembre 2015, n. 208). Inoltre, è stato modificato l'articolo sulla responsabilità in materia di combustibile esaurito o rifiuti radioattivi, posta in capo ai soggetti produttori di combustibile esaurito o di rifiuti radioattivi e ai soggetti titolari di autorizzazioni per attività o impianti connessi alla gestione di combustibile esaurito o di rifiuti radioattivi. In assenza dei suddetti soggetti, lo Stato è responsabile in via sussidiaria.

Ancora tra i provvedimenti in corso di approvazione si segnala il **disegno di legge recante Delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l'attuazione di altri atti dell'Unione europea – Legge di delegazione europea 2018** (AS. 944), che attribuisce la delega al Governo per l'attuazione sia della direttiva (UE) 2018/410, per sostenere una riduzione delle emissioni più efficace sotto il profilo dei costi e per promuovere gli investimenti a favore di basse emissioni di carbonio, sia della decisione (UE) 2015/1814, relativa all'istituzione e al funzionamento di una riserva stabilizzatrice del mercato nel sistema dell'Unione

¹ Convertito dalla legge 21 settembre 2018, n. 108.

² Convertito dalla legge 17 dicembre 2018, n. 136.

³ Convertito, con modificazioni, dalla legge 28 marzo 2019, n. 26.

per lo scambio di quote di emissione dei gas a effetto serra. Il disegno di legge determina, inoltre, i principi e i criteri specifici di delega per l'attuazione della direttiva 2018/844/UE, che modifica la normativa sulla prestazione energetica nell'edilizia e sull'efficienza energetica e che – come appena visto – fa parte del *Clean Energy Package*. La direttiva oggetto di recepimento persegue la finalità di ottenere riduzioni delle emissioni di gas serra e di contribuire al tempo stesso a rafforzare la sicurezza dell'approvvigionamento energetico. In particolare, l'Unione europea si è impegnata a ridurre le emissioni di gas a effetto serra di almeno il 40% rispetto al 1990 entro il 2030, nonché a conseguire un sistema energetico decarbonizzato ad alta efficienza entro il 2050. In tale contesto, il settore immobiliare svolge un ruolo di rilievo, poiché rappresenta circa 36% di tutte le emissioni CO₂ nell'Unione europea. Infine, il disegno di legge delega il Governo ad adottare uno o più decreti legislativi per l'adeguamento della normativa nazionale al regolamento (UE) 1938/2017, concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas. Tale adeguamento dovrà fare riferimento, innanzitutto, all'attuazione dei meccanismi di solidarietà previsti, incluso l'affidamento di specifici compiti ai gestori del sistema di trasporto e agli operatori del gas interessati; poi, all'individuazione di criteri direttivi in tema di compensazioni economiche tra stati membri e soggetti interessati, per le attività connesse all'attuazione dei meccanismi stessi, anche in coordinamento con questa Autorità; infine, alla competenza a intervenire per garantire le misure adeguate ai fini della sicurezza degli approvvigionamenti anche nelle zone emergenti e isolate.

Sviluppi nel mercato elettrico

Principali novità nella regolazione

In tema di **unbundling** nel luglio 2018 l'Autorità ha intimato, a una serie di imprese inadempienti, che operano sia nel settore elettrico sia in quello del gas, di trasmettere le informazioni con cui le imprese dichiarano i propri obblighi in materia di separazione funzionale previsti dalla regolazione.

Relativamente ai **servizi di dispacciamento**, nel 2018 è proseguita la fase di completamento della riforma organica della regolazione in materia, volta anche alla partecipazione delle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili e non programmabili, da realizzarsi in coerenza con la normativa europea (regolamenti europei *Capacity Allocation and Congestion Management, CACM, e Electricity Balancing Guideline, EB GL*). Gli obiettivi della riforma sono molteplici: innanzitutto quello di armonizzare il disegno del mercato italiano con quello europeo, preservando la gestione centralizzata di Terna e dando priorità all'avvio del mercato infragiornaliero in negoziazione continua sulle frontiere italiane. Un altro obiettivo è quello di perfezionare le modalità tramite le quali le unità di consumo e le unità di produzione precedentemente escluse (fonti rinnovabili non programmabili, generazione distribuita, accumuli e veicoli elettrici), potranno fornire risorse per i servizi di dispacciamento, anche tramite efficaci forme di aggregazione, fermo restando il principio della neutralità tecnologica e tenendo conto dei risultati derivanti dai progetti pilota. Importante è anche che la riforma riveda la disciplina degli sbilanciamenti al fine di fornire agli utenti del dispacciamento segnali di prezzo rappresentativi del valore dell'energia in tempo reale, superando l'attuale meccanismo basato su aggregazioni zonali/macrozonali statiche e facendo riferimento ai prezzi nodali. Infine, la riforma dovrà individuare l'evoluzione del ruolo dei distributori, nel contesto di una progressiva diffusione delle risorse distribuite di produzione e accumulo e di una gestione sempre più "attiva" delle reti.

Nel frattempo, l'Autorità ha avviato una prima apertura del Mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) alle unità precedentemente escluse, attraverso progetti pilota finalizzati alla raccolta di elementi utili e per rendere disponibili, fin da subito, nuove risorse di dispacciamento, tenendo fermo il principio della neutralità tecnologica (i progetti pilota, pertanto, non sono differenziati sulla base delle fonti, delle tecnologie, né delle tipologie delle unità di produzione o di consumo). I progetti pilota avviati riguardano la partecipazione volontaria all'MSD sia delle unità di produzione non rilevanti (ossia aventi una potenza non superiore a 10 MVA), sia delle unità di produzione rilevanti a oggi non abilitate e non già incluse nelle Unità Virtuali Abilitate Miste. Un altro progetto pilota, approvato nel luglio 2018, riguarda la fornitura del servizio di regolazione primaria della frequenza attraverso sistemi di accumulo integrati a unità di produzione rilevanti.

Alla fine del 2018, inoltre, l'Autorità ha avviato l'implementazione della regolazione dello scambio dati tra Terna (TSO), le imprese di distribuzione di energia elettrica (DSOs) e i *Significant Grid User* ai fini dell'esercizio in sicurezza del sistema elettrico nazionale, in ottemperanza a quanto previsto in materia dal regolamento europeo *System Operation Guidelines* e tenendo conto dell'esperienza maturata nell'ambito della sperimentazione iniziata fin dal dicembre 2015.

Dal 27 aprile 2019 è iniziata l'applicazione del regolamento europeo RfG - *Requirements for Generators* che istituisce un codice di rete relativo ai requisiti per la connessione al sistema interconnesso degli impianti di generazione di energia elettrica (gruppi di generazione sincroni, parchi di generazione e parchi di generazione *off-shore*). Il regolamento stabilisce inoltre obblighi intesi a permettere che i gestori di sistema utilizzino in modo appropriato le capacità degli impianti di generazione di energia elettrica, su base trasparente e non discriminatoria, al fine di garantire condizioni di parità in tutta l'Unione europea. Affinché il regolamento potesse essere pienamente implementato in Italia dalla data prevista, è stato necessario aggiornare la regolazione vigente e specialmente le condizioni tecniche per la connessione, che ne rappresentano la tematica essenziale. In particolare, è stato necessario aggiornare il *Testo integrato connessioni attive*, nonché il Codice di rete di Terna e alcune norme elettrotecniche.

In tema di **regolamentazione della sicurezza e affidabilità delle reti**, oltre alle consuete attività di valutazione degli **impianti di generazione essenziali** per la sicurezza del sistema elettrico, nel 2018 l'Autorità si è occupata di **resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica**. L'incremento della resilienza delle reti elettriche ha lo scopo di aumentare le possibilità di fronteggiare eventi meteorologici severi ed estesi. La resilienza delle reti elettriche dipende da due caratteristiche tra loro complementari: la capacità del sistema di resistere alle sollecitazioni meccaniche (cosiddetta tenuta alle sollecitazioni), e la capacità del sistema elettrico di riportarsi, dopo l'accadimento delle interruzioni, in uno stato di funzionamento accettabile, anche con interventi provvisori (cosiddetto ripristino). Dopo la consultazione svolta sulla materia, nel gennaio 2018 sono state approvate le direttive per l'integrazione di sezioni relative alla resilienza del sistema elettrico nei piani di sviluppo delle imprese distributrici. Tali direttive, riguardanti gli obblighi di pubblicazione e aggiornamento dei Piani per la resilienza (che sono una sezione dei Piani di sviluppo), mirano all'incentivazione reputazionale delle imprese distributrici, sono focalizzate sulla tenuta delle reti alle sollecitazioni meccaniche e pongono anche le basi per il futuro sviluppo della regolazione riguardante l'incentivazione economica, tesa a incrementare anche l'efficacia nel ripristino della fornitura.

Circa la **regolamentazione tariffaria** l'Autorità nel 2015 ha definito la regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, di distribuzione e di misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023. La durata del periodo regolatorio è stata articolata in due sotto periodi, ciascuno di durata quadriennale (NPR1: 2016-2019 e NPR2: 2020-2023). Relativamente all'NPR2 era prevista l'adozione di un approccio complessivo della spesa (approccio c.d. *totex*), ovvero l'introduzione di un nuovo approccio di regolazione incentivante, basato sul controllo complessivo della spesa e sulla valutazione di *business plan* proposti dagli operatori di rete in relazione alla domanda prevista, alle esigenze di sviluppo del sistema e degli *output* attesi. In quest'ottica, l'Autorità ha illustrato nel 2017 i primi orientamenti per la definizione di un piano di attività per l'introduzione di tale nuovo approccio che, tuttavia, è stato rinviato. Nell'aprile 2019 l'Autorità ha confermato l'intenzione di adottare in maniera graduale l'approccio *totex*, introducendo a partire dall'NPR2 gli strumenti propedeutici necessari a un impianto regolatorio basato su logiche *forward looking* e *output-based*.

Successivamente alla definizione dei criteri per il riconoscimento dei costi di capitale dei sistemi di *smart metering* 2G, avvenuta alla fine del 2016, la società e-distribuzione ha presentato il suo piano di messa in servizio di tali sistemi per il quindicennio 2017-2031. A conclusione dell'istruttoria svolta, l'Autorità lo ha approvato, tenuto anche conto che la spesa di capitale complessiva per la sua realizzazione è risultata compatibile con la sostanziale invarianza delle tariffe del servizio di misura per i clienti finali. Nell'agosto 2018 l'Autorità ha poi stabilito i criteri di riconoscimento tariffario per i misuratori 2G installati dalle imprese che a partire dall'anno 2019 ancora non abbiano sottoposto all'Autorità un piano di installazione massiva di sistemi di *smart metering* di seconda generazione. Il provvedimento si è reso necessario in conseguenza della progressiva indisponibilità di misuratori di prima generazione che costringe gli operatori a installare misuratori di nuova generazione a causa di guasti o di nuove utenze.

Nei *Rapporti Annuali* degli ultimi due anni sono state illustrate le fasi del processo in corso per il **completamento della riforma delle tariffe di rete applicate alle famiglie**, volta a superare entro il 2018 la preesistente struttura tariffaria progressiva e seguendo un percorso di gradualità. All'approssimarsi del 2018, l'Autorità ha differito, sulla base di esplicite risoluzioni parlamentari e richieste pervenute dal Governo, all'1 gennaio 2019 il terzo passo del percorso triennale di graduale attuazione della riforma tariffaria. Tale differimento aveva la finalità di evitare che sui clienti domestici con bassi consumi annui si potessero cumulare gli incrementi di spesa legati, da un lato, al completamento della riforma tariffaria e, dall'altro, dalla revisione delle agevolazioni per le imprese energivore. Tuttavia, nel corso del secondo semestre 2018 è risultato necessario attuare manovre straordinarie relative alle aliquote dei corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema, al fine di contrastare gli aumenti di spesa derivanti dallo scenario fortemente rialzista sui prezzi delle commodity energetiche registrato nei mesi precedenti. L'Autorità ha quindi ritenuto opportuno differire ulteriormente il completamento della riforma dei corrispettivi tariffari per gli utenti domestici prevedendo di mantenere, fino al 31 dicembre 2019, la struttura tariffaria a due scaglioni vigente nel 2018.

Parallelamente all'entrata a regime della nuova struttura delle tariffe, sono stati attuati **interventi per agevolare l'ottimizzazione della spesa per la fornitura di energia elettrica da parte dei clienti domestici**. In particolare, grazie alla possibilità di richiedere livelli di graduazione della potenza più ravvicinati e alla riduzione dei costi associati alla variazione del livello di potenza, le famiglie hanno ora la possibilità di individuare il livello di potenza impegnata più rispondente alle proprie esigenze. Dopo i primi dodici mesi di applicazione delle agevolazioni sui costi, la potenza impegnata totale è cresciuta di oltre 200 MW; si tratta di un incremento significativo rispetto alla situazione di partenza dei consumatori interessati (+41,8%), ma ancora impercettibile a livello nazionale, poiché pari a poco più dello 0,2% della potenza totale impegnata dal settore domestico italiano (93,3 GW). Considerato l'utilizzo ancora molto modesto delle opportunità offerte dalle facilitazioni suddette (introdotte l'1 aprile 2017), l'Autorità ha ritenuto opportuno rinviarne la scadenza dal 31 marzo al 31 dicembre 2019.

Nell'anno 2018 si è verificata una significativa riduzione degli **oneri per l'incentivazione delle fonti assimilate e rinnovabili**, finanziati con la componente A_3 , che sono diminuiti di circa 1 miliardo di euro rispetto all'anno precedente. A partire dal 2018 sul conto A_3 gravano anche gli oneri per l'agevolazione delle imprese a forte consumo di energia elettrica. La riforma degli oneri generali, decorrente dall'1 gennaio 2018, ha stabilito infatti che l'ex componente A_E (che finanzia le agevolazioni alle imprese energivore) venga sostituita dalle differenze nei livelli tariffari della componente A_{50s} . Più in dettaglio, quest'ultima viene applicata in misura scontata ai beneficiari delle agevolazioni, mentre tutti i consumatori non energivori (inclusi i domestici), oltre a pagarla in misura piena, pagano anche un'ulteriore sottocomponente a copertura degli sconti a favore dei consumatori energivori.

Coordinamento internazionale

Nel 2017 le attività dell'Autorità tese all'integrazione del mercato elettrico italiano in quello europeo, oltre a quelle svolte in collaborazione con le altre Autorità di regolazione europee, hanno riguardato principalmente: gli investimenti in nuove infrastrutture e la loro coerenza con i Piani di sviluppo comunitari e l'implementazione dei regolamenti europei per il mercato elettrico.

In tema di **investimenti in nuove infrastrutture e coerenza con i Piani di sviluppo comunitari** l'Autorità, nel dicembre 2018, ha formulato e pubblicato la propria valutazione sullo schema di Piano decennale di sviluppo della Rete di trasmissione nazionale. Tale valutazione è giunta al termine del processo di consultazione, che si è svolto nei mesi di giugno e luglio 2018. Nella propria valutazione, oltre a sottolineare il continuo miglioramento del Piano di sviluppo 2018 e a fornire raccomandazioni per futuri miglioramenti, l'Autorità ha rilasciato il proprio nulla osta all'approvazione dello schema di Piano 2018 da parte del Ministro dello sviluppo economico ponendo alcune condizioni.

Inoltre, nel corso dell'anno, l'Autorità ha valutato la **coerenza tra il Piano decennale dello sviluppo della RTN e il Piano di sviluppo comunitario Ten Year Network Development (TYNDP)**, sia nella fase di preparazione della già richiamata valutazione sul piano di sviluppo della Rete di trasmissione nazionale; sia fornendo il

proprio contributo all'opinione di ACER sui progetti elettrici nei piani di sviluppo nazionali e nel TYNDP 2018. Inoltre, l'Autorità ha partecipato al monitoraggio ACER sul TYNDP europeo, le cui risultanze sono riportate nell'Opinione ACER 06/2019 del 15 gennaio 2019. Tale monitoraggio ha evidenziato che una percentuale non trascurabile (circa un terzo) dei progetti, sia a livello italiano, sia più in generale a livello europeo, risultano in ritardo, principalmente a causa di problematiche di natura autorizzativa.

I **Regolamenti europei** relativi al mercato elettrico, identificati anche come codici di rete o linee guida, sono provvedimenti normativi di carattere tecnico, funzionali al completamento del mercato interno dell'energia. Possono essere raggruppati in tre grandi famiglie: di mercato, di connessione e di gestione della rete. I codici di rete identificano delle regole direttamente implementabili a livello nazionale, mentre le linee guida prevedono la successiva elaborazione di una serie di disposizioni attuative: la pubblicazione dei Regolamenti non esaurisce quindi l'attività di sviluppo e di pubblicazione di normativa secondaria, ma richiede l'elaborazione di regole specifiche che i regolatori di ciascuno Stato membro sono chiamati a valutare e approvare. Il processo di elaborazione delle "metodologie" è stato avviato nel 2015 in riferimento alle *Capacity Allocation and Congestion Management Guideline* per poi essere esteso alle altre linee guida tra il 2016 (*Forward capacity allocation Guideline* o FCA GL) e il 2017 (*System Operation Guideline* o SO GL, *Electricity Balancing Guideline* o EB GL). Lo stato di implementazione di linee guida e codici di rete al termine del 2018 è ancora incompleto: se alcune attività sono state portate a compimento, molte altre vedranno impegnata l'Autorità negli anni a venire. La maggioranza delle metodologie attiene ai regolamenti adottati in forma di linee guida (o orientamenti), mentre i codici di rete ricorrono a questo strumento di ulteriore normazione in modo decisamente più limitato. Risulta altresì evidente come le attività da compiere siano ancora significative: per esempio per il regolamento EB GL, entrato in vigore a dicembre 2017, al momento sono state approvate solo due metodologie, mentre ne rimangono pendenti ancora 32, solamente per alcune delle quali, si presume una decisione finale entro il 2019.

Il **Regolamento FCA** fissa i requisiti che devono essere soddisfatti dai diritti di trasmissione di lungo termine assegnati a livello europeo, unitamente alle modalità di allocazione. Per l'Italia il regolamento in questione trova applicazione alle frontiere con Francia, Austria, Slovenia e Grecia. Nel corso del 2018 gli interventi dell'Autorità per l'implementazione di questo regolamento hanno visto l'approvazione della metodologia per la predisposizione del modello comune della rete europea sugli orizzonti temporali di lungo termine e l'aggiornamento delle regole specifiche di allocazione relative alla frontiera con la Grecia. L'Autorità ha altresì partecipato al Tavolo europeo per la definizione dei criteri di ripartizione delle rendite di congestione emergenti dall'allocazione dei diritti di trasmissione.

Con l'entrata in vigore del **Regolamento CACM**, è divenuto obbligatorio per i gestori di rete europei allocare la capacità di interconnessione elettrica transfrontaliera negli orizzonti temporali del giorno prima e infragiornaliero, secondo i meccanismi del *market coupling*. Il funzionamento di tali meccanismi richiede la cooperazione dei gestori di rete e dei gestori di mercato nello svolgimento dei rispettivi compiti di natura operativa, così come specificamente previsto dal regolamento. Prima dell'entrata in vigore del regolamento CACM, si sono sviluppate iniziative volontarie di *market coupling* in ambiti regionali, sia per il mercato del giorno prima che per il mercato infragiornaliero. In particolare, per quanto riguarda il mercato infragiornaliero, i gestori di rete e di mercato europei hanno realizzato il progetto *Cross Border Intra Day* (XBID), il cui ambito geografico si estenderà, a partire da un nucleo iniziale di alcuni paesi europei, progressivamente a tutti gli stati membri. In vista dell'entrata in operatività di XBID su un primo gruppo di frontiere, avvenuta il 12 giugno 2018, le parti del progetto, tra cui Terna e GME, hanno predisposto un complesso quadro contrattuale composto da più accordi. L'Autorità ha valutato positivamente i sopraccitati accordi: l'estensione dell'operatività di XBID sulle frontiere italiane è prevista per il 2020. Nel corso del 2018 si sono altresì verificati casi in cui i regolatori europei non hanno raggiunto un accordo per approvare o emendare le metodologie proposte. In tali occasioni è intervenuta ACER, che ha approvato i seguenti termini e condizioni o metodologie: gli orari di apertura e di chiusura della sessione di mercato infragiornaliero; le metodologie di funzionamento degli algoritmi di *market coupling* per il mercato del giorno prima e per il mercato infragiornaliero; la metodologia per la determinazione del prezzo della capacità nel mercato

infragiornaliero. Le decisioni di ACER sono direttamente applicabili negli stati membri e contro di esse è ammesso ricorso al Board of Appeal di ACER e alla Corte di giustizia europea.

Oltre all'implementazione delle diverse metodologie, il Regolamento CACM disciplina anche le modalità con cui si può rivedere la configurazione delle zone d'offerta a livello europeo, regionale (CCR) e nazionale. La configurazione zonale attualmente vigente in Italia risale al 2012. A inizio 2018 l'Autorità ha avviato formalmente la revisione delle zone ai sensi del Regolamento CACM (avvio disposto su base nazionale e limitato alle sole zone interne con impatto trascurabile sulle zone dei paesi confinanti). Nel corso del 2017 sono state approvate le specifiche regole di allocazione dei diritti di trasmissione di lungo termine sulla frontiera con la Svizzera, nonché le regole di allocazione della capacità su base giornaliera e infragiornaliera: queste ultime regole sono altresì comuni, per la base giornaliera, alla frontiera con la Grecia per la quale non è ancora stato implementato il *market coupling* ai sensi del Regolamento CACM, e per la base infragiornaliera, alle frontiere con Austria e Francia nelle more dell'implementazione del *single intraday coupling* a livello europeo.

Il **Regolamento Balancing**, che stabilisce orientamenti in materia di bilanciamento del sistema elettrico è entrato in vigore il 18 dicembre 2017. Nel corso del 2018 l'Autorità è stata coinvolta nel processo decisionale delle prime metodologie previste dal regolamento stesso. In particolare, l'Autorità ha approvato la proposta di termini e condizioni per gli utenti del dispacciamento (nella nomenclatura europea: prestatori di servizi di bilanciamento, BSP, e responsabili del bilanciamento, BRP), presentata da Terna ai sensi del regolamento BAL GL.

Nel 2018, infine, l'Autorità ha accresciuto il proprio impegno a livello internazionale, rafforzando l'attività di dialogo e di cooperazione istituzionale a livello multilaterale e bilaterale, e collaborando con le istituzioni europee e internazionali per contribuire a rimuovere gli ostacoli che impediscono o rallentano la condivisione di regole comuni in campo energetico. L'Autorità ha, altresì, promosso azioni tese a rafforzare il proprio ruolo di regolatore di riferimento nella regione dei Balcani e nel bacino del Mediterraneo, che rappresentano aree geografiche di primaria importanza per il sistema energetico italiano, in virtù delle crescenti attività dei prossimi anni, in termini di nuovi investimenti in infrastrutture energetiche.

Mercati all'ingrosso e al dettaglio

Secondo i dati provvisori diffusi da Terna nel 2018 la **domanda di energia elettrica** è risultata pari a 303,4 TWh, sostanzialmente stabile dopo l'incremento del 2% dell'anno precedente. La maggiore crescita si è avuta nel settore agricolo (+1,8%) che però ha un peso marginale. La domanda nazionale di energia elettrica è stata soddisfatta per l'87,1% dalla produzione nazionale (in calo dell'1,8% rispetto al 2017), mentre per la parte rimanente dal saldo con l'estero (13,9%); l'energia importata, risulta tra l'altro in aumento del 10%, mentre quella esportata è in calo (36,3%), facendo registrare un saldo di energia scambiata con l'estero in aumento del 16,3%.

La **produzione nazionale lorda** è scesa a 290,6 TWh dai 295,8 TWh del 2017 (-1,8%). La diminuzione si registra per tutte le fonti, salvo l'idroelettrico che ha visto un aumento del 36,1% rispetto all'anno precedente. Il 40% della generazione lorda di energia elettrica è stato prodotto da fonti rinnovabili, mentre il 60% è stato realizzato con impianti termoelettrici; tra questi, il gas naturale ha assicurato il 45% della generazione lorda complessiva, una quota in lieve discesa rispetto al 47% dell'anno precedente. La quota di produzione dei primi tre gruppi societari (Enel, Eni ed Edison) è risultata in lieve flessione, mentre quelle di A2A ed EPH, che sono rispettivamente il quarto e il quinto gruppo per importanza nella generazione elettrica italiana, hanno registrato un leggero aumento. L'indice HHI sulla generazione lorda, pari a 610, risulta in diminuzione rispetto al 2017, quando era pari a 638. Il numero di gruppi societari con almeno il 5% della generazione netta è rimasto invariato a 5, come nel 2017. In Italia gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili beneficiano di diversi meccanismi di incentivazione che utilizzano varie modalità. Nel complesso, gli strumenti incentivanti hanno permesso l'incentivazione di una quantità di energia elettrica che attualmente si attesta a circa 63 TWh, inferiore ai 65 TWh del 2017 (-2%), con un costo di 11,2 miliardi di euro, inferiore ai 12,1 del 2017 (-7%).

Nel 2018 la quantità di energia elettrica **scambiata nel Sistema Italia** pari a 295,6 TWh è risultata in lieve aumento (+1,2% rispetto al 2017), in particolare nei mesi centrali dell'anno, raggiungendo il massimo livello degli ultimi sei anni. Si conferma il trend positivo degli ultimi anni relativo ai volumi scambiati direttamente in borsa (213 TWh, +1,0%), valore più alto registrato dal 2010 e pari al 72% degli scambi totali su MGP; tale liquidità viene favorita in vendita dagli operatori non istituzionali (+3%), mentre in acquisto si rilevano minori volumi dell'Acquirente unico (-1,9%), che continua tuttavia a soddisfare circa il 95% del suo fabbisogno in borsa. Ancorché in aumento rispetto al 2017, si confermano su livelli relativamente bassi i programmi derivati dalle registrazioni sulla PCE degli scambi bilaterali *over-the-counter* (83 TWh, +1,7%). Il **prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica** (PUN) nel 2018 ha continuato la ripresa dello scorso anno, portandosi a 61,31 €/MWh dai 53,95 €/MWh del 2017 (+14%), favorito da un rialzo dei costi della materia prima, in particolare del gas e della CO₂. Il rialzo del PUN italiano non è isolato nel panorama europeo. In effetti, il rialzo del prezzo dell'energia elettrica sul mercato europeo si è distribuito sostanzialmente in 3 macroregioni: una regione settentrionale composta dai paesi scandinavi e dalla Germania con prezzi in aumento a 44 €/MWh, una fascia continentale comprendente Francia e Slovenia con un più alto livello di prezzi (50 €/MWh) sebbene con rialzi meno marcati e infine una fascia mediterranea con Italia e Spagna, che prezzano rispettivamente 57 €/MWh e 61 €/MWh. I meccanismi di *coupling* hanno consentito il sostanziale allineamento (inteso come un differenziale di prezzo inferiore a 1 €/MWh nella singola ora) dei prezzi delle tre macroregioni in 78 ore (+13 rispetto al 2017), concentrate nei mesi di marzo, aprile e dicembre e, al pari dell'anno precedente, nelle ore di basso carico mattutino.

Il **numero di venditori al mercato finale** è cresciuto nel 2018 di 73 unità sul mercato libero. Il trend di espansione nel segmento della vendita perdura quasi ininterrottamente dal 2008. Il 35% delle 434 imprese attive vende energia in un numero di regioni compreso tra 1 e 5; 87 imprese, pari al 20%, hanno venduto energia elettrica in tutto il territorio nazionale; le restanti 195 società (45%) hanno operato in un numero di regioni compreso tra 6 e 19. La presenza straniera (almeno con riferimento alle partecipazioni dirette di primo livello) non è particolarmente elevata: solo 25 società (sulle 415 che hanno fornito questi dati) hanno un socio di maggioranza non italiano. I partecipanti stranieri diretti risultano per lo più società svizzere, lussemburghesi, spagnole o britanniche, ma vi sono anche soci di maggioranza di altre nazioni (Germania, Austria, Slovenia, Norvegia, Malta, Romania e USA).

Secondo i risultati dell'Indagine annuale (come di consueto, da considerarsi provvisori per il 2018) sono stati **venduti al mercato finale poco più di 255 TWh a circa 37 milioni di clienti**. Rispetto al 2017 il consumo totale di energia elettrica è rimasto sostanzialmente stabile con una lieve flessione verso il basso (-0,5%), così come i consumatori, che sono diminuiti dello 0,4%. La contrazione dei consumi si è avvertita maggiormente tra le famiglie, mentre i consumi del settore non domestico hanno sostanzialmente tenuto. Come succede ormai da tempo, il servizio di maggior tutela ha perso ulteriore terreno a vantaggio del mercato libero. Nel 2018, inoltre, anche il servizio di salvaguardia ha subito un deciso ridimensionamento.

Più precisamente, in un mercato finale che complessivamente si è ridotto di 1,3 TWh, i volumi di vendita del mercato tutelato si sono ridotti di 4,7 TWh (-9,4% rispetto al 2017), il mercato libero ha guadagnato 3,4 TWh rispetto all'anno precedente (1,7%), mentre nel regime di salvaguardia le vendite sono calate dello 0,9% (-39 GWh). Il numero dei consumatori complessivo è diminuito di 138.000 unità scendendo così a 36,7 milioni. La riduzione dei punti di prelievo è avvenuta nella maggior tutela, che ha perso 1 milione e 750.000 punti, e nel servizio di salvaguardia, che si è ridotto di 11.000 unità, mentre nel libero i clienti sono cresciuti di 1 milione e 623.000 unità rispetto al 2017. Il **mercato della salvaguardia** si è ridotto del 12% circa in termini di punti di prelievo, ma solo dello 0,9% in termini di energia consumata (-39 GWh). L'elettricità fornita sul **mercato libero** nel 2018 ha evidenziato invece una crescita: con 205,6 TWh venduti, infatti, il livello delle vendite è salito dell'1,7% rispetto al 2017. Il numero dei clienti complessivamente serviti è cresciuto 1,6 milioni di unità, più nel settore domestico (+11,7%) che nel settore non domestico (+7,1). Complessivamente, quindi, la quota di energia venduta nel mercato tutelato è scesa al 17,7% di tutta l'energia venduta al mercato finale (contro il 19,5% del 2017), quella del servizio di salvaguardia è rimasta all'1,7% (stessa quota dal 2016), mentre quella del mercato libero ha raggiunto l'80,6% (contro il 78,8% del 2016). In termini di punti di prelievo il rapporto tende a rovesciarsi: il 53,6% dei clienti è tuttora servito in maggior tutela, il 46,2% è passato al mercato libero.

Nel 2018 il numero di **clienti domestici** è risultato pari a 29,5 milioni, di cui 16,7 serviti nella maggior tutela e 12,8 milioni nel mercato libero. In un contesto di riduzione complessiva (-79.000 punti di prelievo domestici rispetto al 2017), prosegue il percorso di spostamento dei consumatori verso il mercato libero. Le famiglie che acquistano energia sul mercato libero sono cresciute dell'11,7%, mentre quelle servite in maggior tutela sono diminuite del 7,9%. Valutando le quote dei due mercati in termini di numerosità dei clienti si osserva che nel 2018 il mercato libero ha raggiunto il 43,4%. **Il consumo medio unitario delle famiglie** nel mercato tutelato è più basso rispetto a quello delle famiglie che acquistano l'energia nel mercato libero: 1.840 kWh/anno contro 2.073 kWh/anno, ma entrambi risultano **diminuiti rispetto al 2017**.

L'*Indagine annuale sui settori regolati* ha sottoposto ai venditori di energia elettrica e di gas naturale alcune domande tese a valutare la quantità, le tipologie e le modalità di offerta che le imprese del mercato libero mettono a disposizione dei clienti. Il **panorama delle offerte commerciali disponibili sul mercato libero** costituisce una realtà assai complessa e variegata, quest'anno arricchita (a partire dal mese di luglio) dalla presenza delle offerte PLACET, contratti con strutture di offerta facilmente comprensibili, comparabili tra venditori e differenziate solo nel livello di prezzo. I risultati, che vanno sempre accolti con cautela, mostrano che: la media delle offerte commerciali che ogni impresa di vendita è in grado di proporre ai propri potenziali clienti è risultata pari a 16,7 per la clientela domestica e a 39,2 per la clientela non domestica. Nel tempo il numero di offerte disponibili per i clienti domestici è andato comunque crescendo (erano 9 del 2016 e 14,5 nel 2017), com'è corretto attendersi in un mercato che si sta attrezzando per la fine del servizio di tutela e che sta incrementando gli sforzi per coinvolgere la clientela che finora si è dimostrata più restia al passaggio al libero. Delle 16,7 offerte rese mediamente disponibili al cliente domestico, 6 sono acquistabili solo *on line*, ma tale tipologia non sembra aver riscontrato, per ora, un grande interesse parte delle famiglie, che l'hanno scelta solo nel 3,4% dei casi. L'86% delle famiglie ha sottoscritto nel mercato libero un contratto a prezzo bloccato (cioè con il prezzo che non cambia per almeno un anno dal momento della sottoscrizione), mentre solo il 14% ha scelto un contratto a prezzo variabile, ovvero con il prezzo che cambia con tempi e modalità stabilite dal contratto stesso. Circa il 42% dei clienti domestici ha sottoscritto un contratto che prevede un abbuono o uno sconto di uno o più periodi gratuiti o di una somma fissa in denaro o in volume, che può essere *una tantum* o permanente, ed eventualmente legato al verificarsi di una determinata condizione. In merito alla presenza di servizi aggiuntivi nei contratti sottoscritti, tra i clienti domestici che hanno scelto un contratto a prezzo fisso emerge una netta preferenza sia per la garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (il 39% dei clienti ha sottoscritto un contratto che la prevede) o un programma punti (36% dei clienti); il 12,1% ha scelto invece di non avere servizi aggiuntivi. Tra i clienti che hanno sottoscritto un contratto a prezzo variabile più della metà ne hanno scelto uno privo di servizi aggiuntivi; risulta anche in questo caso l'interesse dei clienti per la garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (27,6% dei clienti).

L'**operatore dominante** dell'intero mercato elettrico italiano resta il gruppo Enel, anche quest'anno con una quota in lieve ascesa al 37,8% (era al 37,3% nel 2017) e sempre ben distanziata dal secondo gruppo. Con una quota complessiva del 4,9%, al secondo posto è tornato il gruppo Edison che nel 2017 era in terza posizione, superando il gruppo Eni la cui quota si è fermata al 4,3%. Con un volume di vendite pari a 11.055 GWh, quest'ultimo nel 2018 è addirittura sceso in quarta posizione perché superato dal gruppo Hera il cui volume di vendite è risultato di circa 20 GWh superiore. Il gruppo Enel mantiene la sua posizione nel mercato totale grazie alla sua sostanziale dominanza nel c.d. *mass market*, costituito dal settore domestico e dai clienti non domestici allacciati in bassa tensione: più di metà di questo mercato – il 52,9%, per la precisione – è infatti servito da Enel, mentre Eni e Hera, che sono sostanzialmente a pari merito in seconda posizione, possiedono ciascuna una quota del 3,6%. Inoltre, nel 2018 Enel ha mantenuto la prima posizione anche nei segmenti dei clienti non domestici in media e in alta/altissima tensione, che aveva perso nel 2013 e che ha riguadagnato nel 2016. Il livello di concentrazione del mercato *retail*, misurato in base ai quantitativi di energia venduta dai gruppi societari, è cresciuto rispetto al 2017, mentre quello valutato in base al numero di clienti risulta diminuito. Utilizzando le misure calcolate sui kWh venduti, il C3, ossia la quota dei primi tre operatori (gruppi societari), è salito al 47% delle vendite complessive, mentre era al 45,9% nel 2017. Anche l'indice HHI è leggermente salito a 1.571 da 1.521 registrato nel 2017. Utilizzando le misure calcolate sui punti di prelievo, i valori di concentrazione si innalzano ma i dati confermano che nel segmento delle famiglie e in quello dei

non domestici allacciati in bassa tensione la concentrazione sta diminuendo, mentre nei segmenti relativi alla clientela in media e in alta tensione la concentrazione sta aumentando.

Nel 2018 il 9,1% dei clienti domestici – 2,7 milioni di famiglie – ha cambiato fornitore almeno una volta nel corso dell'anno; lo **switching** delle famiglie è aumentato rispetto all'anno precedente, ma risulta diminuito in termini di volumi. La riduzione dei volumi coinvolti nello **switching** può essere causata sia dal fatto che in generale i consumi elettrici sono diminuiti, ma anche da una maggiore tensione al risparmio, che spinge i clienti sempre più piccoli (in termini di consumi) a spostarsi nel mercato alla ricerca di condizioni economiche più favorevoli. Per la prima volta dal 2011, invece, nel 2018 l'attività di **switching** dei clienti non domestici ha subito una decisa flessione, pur rimanendo comunque piuttosto vivace. Il calo è quantificabile in -2,8 punti percentuali sotto il profilo dei clienti, e -9,9 punti percentuali in termini di volumi sottesi allo **switching**. Complessivamente, infatti, nel 2018 ha cambiato fornitore il 17,2% dei clienti non domestici (un po' meno di 1,3 milioni di punti di prelievo), mentre nel 2017 aveva cambiato fornitore il 19,9% della clientela non domestica. In termini di volumi, nel 2018 lo **switching** ha riguardato il 28,5% dell'energia distribuita al settore produttivo, mentre nel 2017 la stessa quota era del 38,4%.

Il **prezzo medio per i consumatori domestici** è risultato pari a 216,9 c€/kWh al netto delle imposte (di cui 111,5 cent è la parte di costo per l'approvvigionamento). I prezzi praticati ai clienti domestici suddivisi per classe di consumo mostrano una forte variabilità. Il prezzo scende costantemente all'aumentare della dimensione dei clienti. Pertanto, risulta completamente superato il caratteristico andamento a U che emergeva in passato. Ciò è riconducibile all'attuazione delle prime due fasi della riforma delle tariffe di rete e degli oneri di sistema, volta a superare gradualmente la preesistente struttura progressiva delle tariffe stesse. Anche il costo di approvvigionamento, come sempre, diminuisce continuamente al crescere dei consumi. I prezzi dell'energia elettrica pagati nel mercato dai clienti che hanno aderito a un contratto **dual fuel** risultano quasi invariabilmente meno convenienti rispetto all'acquisto di elettricità con un contratto specifico, ma la consistenza di tali clienti e dell'energia da essi acquistata è decisamente ridotta.

Nel complesso, le imprese che hanno servito clienti del settore elettrico e che hanno comunicato dati nell'ambito della qualità commerciale hanno ricevuto, in totale, 284.507 reclami scritti; il 53% dei reclami proviene da clienti domestici e non domestici del mercato libero, il 41% da clienti del mercato tutelato e il 6% da clienti multisito. Complessivamente, vi è stato un **decremento dei reclami del 12% rispetto al 2017**, particolarmente concentrato sui clienti domestici, sia del mercato libero che del mercato tutelato, mentre si riscontra, in controtendenza, un aumento in termini assoluti di reclami inoltrati da clienti in media tensione. Gli argomenti dei reclami hanno riguardato: per il 37% circa la fatturazione e tutto ciò che concerne i consumi e i corrispettivi fatturati, l'autolettura, la periodicità di fatturazione, inclusa la fattura di chiusura, all'effettuazione di pagamenti e rimborsi; nel 15,9% dei casi, le vicende del contratto, quali il recesso, cambio di intestazione, voltura e subentro (perfezionamento e costi di voltura e subentro); nel 9,9% dei casi, le modalità di conclusione dei nuovi contratti, le tempistiche dello **switching** e le condizioni economiche proposte dal venditore in sede di offerta rispetto a quelle previste in contratto e applicate.

Sviluppi nel mercato gas

Principali novità nella regolazione

Nel novembre 2018, a seguito del parere favorevole emesso dalla Commissione europea, l'Autorità ha disposto la **ricertificazione per la società Infrastrutture Trasporto Gas** in qualità di gestore di sistema di trasporto del gas naturale in separazione proprietaria. La ricertificazione della società, già certificata come gestore di trasporto indipendente, si è resa necessaria a seguito della modifica del suo assetto proprietario (cioè alla cessione da Edison a Snam Rete Gas dell'intera partecipazione nella società).

Il 2018 è stato il secondo anno di operatività del nuovo **regime di bilanciamento**, secondo il modello definito nel giugno 2016 che recepisce integralmente il regolamento (UE) 312/2014 del 26 marzo 2014. Nel mese di agosto 2018 l'Autorità ha presentato l'andamento degli incentivi nel periodo 1° ottobre 2017 - 30 settembre 2018 (secondo periodo di incentivazione), rilevando come il sistema di stimoli disegnato per il mercato

italiano sia stato efficace rispetto all'obiettivo di promuovere un'efficiente gestione del bilanciamento della rete. Alla luce di tale risultato, l'Autorità ha posto in consultazione i seguenti alcuni adeguamenti per il periodo di incentivazione decorrente dal 1° ottobre 2018 (c.d. terzo periodo di incentivazione). In particolare, l'Autorità ha proposto: un adeguamento del valore base dell'indicatore che misura il rapporto fra la differenza dei prezzi delle azioni di bilanciamento in acquisto/vendita e il prezzo medio ponderato di mercato di ciascun giorno-gas, così da renderlo maggiormente in linea coi valori medi osservati della *performance*; una riduzione degli incentivi per spingere ulteriormente il responsabile del bilanciamento a ricorrere al mercato per l'approvvigionamento delle risorse necessarie per bilanciare la rete a fine giorno; una durata più lunga (rispetto ai due periodi precedenti) del terzo periodo di incentivazione, in modo da allinearla con la riforma del *settlement* gas. In esito alla consultazione, l'Autorità ha sostanzialmente approvato le proposte suddette.

Nel febbraio 2018 l'Autorità ha approvato la **riforma delle regole del *settlement* gas** che entrerà in vigore il 1° gennaio 2020. Le principali novità hanno riguardato l'attribuzione alla principale impresa di trasporto, responsabile del bilanciamento, il compito di approvvigionare la differenza tra i quantitativi immessi nell'impianto di distribuzione dai venditori e quelli prelevati dai clienti finali, la semplificazione delle procedure di determinazione delle partite fisiche ed economiche relative alle sessioni di bilanciamento e di aggiustamento e, infine, l'applicazione da parte del responsabile del bilanciamento di una metodologia per la valutazione del clima nella determinazione dei prelievi giornalieri concernenti i punti di riconsegna con frequenza di rilevazione inferiore o pari alla mensile, nonché la revisione dei profili di prelievo. L'attività di approvvigionamento, da parte del responsabile del bilanciamento, dei volumi a copertura della differenza tra il gas immesso nell'impianto di distribuzione dai venditori e quello prelevato dai clienti finali, nonché le conseguenti integrazioni alla disciplina del bilanciamento e degli incentivi al suo responsabile, sono stati però rinviati a un successivo provvedimento. Gli orientamenti su tali aspetti, finalizzati a introdurre maggiore efficienza e trasparenza a beneficio del sistema gas, sono stati posti in consultazione nel settembre 2018.

In tema di **accesso al servizio di trasporto**, con la consultazione del marzo 2018, sono state prospettate alcune evoluzioni regolatorie che, insieme alla riforma del *settlement* appena descritta, hanno come obiettivo l'efficienza del sistema e la riduzione delle barriere all'ingresso per gli utenti della rete di trasporto e per le società esercenti la vendita ai clienti finali. Gli interventi prospettati prevedono innanzitutto la gestione della mappatura dei rapporti di fornitura tra utenti del bilanciamento e utenti della distribuzione. Si ritiene, infatti, più efficiente un sistema che preveda l'attribuzione univoca dei prelievi di ciascun cliente finale a un utente del bilanciamento. La riforma è resa possibile dall'utilizzo del Sistema Informativo Integrato (SII) come strumento di certificazione dei rapporti commerciali tra utenti del bilanciamento, utenti della distribuzione e clienti allacciati. La riforma ha prospettato inoltre la modifica delle procedure di conferimento della capacità di trasporto presso i punti di riconsegna della rete di trasporto con le reti di distribuzione e i corrispondenti punti di uscita. Ciò sia perché le attuali procedure appaiono onerose sia perché esse, favorendo i venditori che forniscono presso un *city gate* un numero di clienti elevato e con caratteristiche di prelievo differenti, costituiscono una barriera all'accesso di nuovi entranti (che generalmente all'inizio hanno pochi clienti) e ostacolano la contendibilità dei clienti stessi. Le riforme qui descritte, avendo un impatto rilevante sulle dinamiche di mercato, saranno definite nel 2019 e non entreranno in vigore prima dell'anno termico 2020-2021.

Nel luglio 2018 sono state adottate due **disposizioni volte a rendere più efficiente la realizzazione delle opere infrastrutturali e l'accesso alla capacità** da parte degli utenti. Al fine di tutelare l'esigenza di maggiore flessibilità, tipica di progetti complessi, è stata introdotta la possibilità che la messa a disposizione della capacità di trasporto possa avvenire all'interno di un *range* temporale, invece che in un'unica data fissa. Inoltre, è stata approvata una modifica del Codice di rete di Snam Rete Gas che prevede che gli utenti che realizzano nuova capacità di importazione e che recedono dal contratto di trasporto, siano tenuti a corrispondere i costi effettivamente sostenuti fino a quel momento da Snam Rete Gas, senza gravare sui consumatori italiani.

Nel 2018, per la prima volta, è stata prospettata l'introduzione di un **sistema incentivante per le imprese di stoccaggio**. Nell'indagine conoscitiva conclusa nel 2017, è emersa l'esistenza di un differenziale tra le

prestazioni massime erogabili e quelle contrattuali che potrebbe essere utilizzato per rendere più flessibile ed efficiente il sistema di stoccaggio. Su questi presupposti nel marzo 2018 è stata aperta una consultazione, che prospetta un possibile sistema di incentivi volto a stimolare le imprese di stoccaggio a sfruttare efficientemente questo differenziale e a valorizzarlo correttamente. In particolare, il meccanismo di incentivazione prevede che le imprese di stoccaggio allochino, secondo procedure concorsuali, le prestazioni di iniezione ed erogazione aggiuntive a quelle già conferite, nell'ambito di servizi di breve periodo, trattenendo una quota dei ricavi ottenuti dalle medesime procedure. Il sistema proposto, quindi, stimola le imprese a rendere disponibili flessibilità aggiuntive e servizi innovativi sulla base del valore economico che riconosce il mercato e nei momenti in cui tale valore è maggiore. Nel novembre 2018 è stata avviata la sperimentazione di un sistema incentivante il valore delle prestazioni messe a disposizione.

Nel settembre 2017 l'Autorità ha definito una nuova disciplina in materia di accesso al servizio di rigassificazione, che ha sostituito quella varata nel 2015. La nuova disciplina ha introdotto criteri di mercato, basati su procedure ad asta, per l'allocazione della capacità di rigassificazione, sia di lungo sia di breve periodo. Il TIRG ha stabilito inoltre che, ai fini della gestione delle procedure di conferimento della capacità, le imprese di rigassificazione possano accedere ai servizi offerti dal Gestore dei mercati energetici (GME). Nel marzo 2018 è stato approvato lo **schema di regolamento della Piattaforma di assegnazione della capacità di rigassificazione (PAR)** organizzata e gestita, appunto, dal GME.

A marzo 2018 l'Autorità ha inoltre definito, ai sensi del TIRG, i **criteri di calcolo dei prezzi di riserva delle aste per il conferimento della capacità di rigassificazione**, che sono stati successivamente affinati alla luce degli esiti delle prime procedure di conferimento ad asta.

A ottobre 2018 l'Autorità ha approvato una proposta di modifica urgente del regolamento della PAR presentata dal GME per consentire l'offerta, tramite la medesima piattaforma, del nuovo prodotto di capacità, che consente ai terminali di rigassificazione di offrire una scarica per ciascun mese successivo al conferimento, sino alla fine dell'anno termico.

In materia di **salvaguardia del sistema gas**, anche nel 2018 l'Autorità ha dato attuazione alle disposizioni governative per la gestione e l'approvvigionamento, da parte dei terminali di rigassificazione, dei quantitativi di GNL da mantenere stoccati e da rendere disponibili nell'ambito del servizio di *peak shaving*. Ciò consente di fronteggiare le eventuali situazioni di emergenza del sistema, determinando i prezzi base d'asta in ragione del costo/opportunità per un utente di fornire il gas da immobilizzare nei serbatoi dei rigassificatori e da utilizzare in caso di crisi del sistema. Nel novembre 2018 l'Autorità ha anche modificato le disposizioni relative alla definizione del prezzo di sbilanciamento che deve essere applicato in caso di attivazione di misure non di mercato, necessarie per bilanciare la rete di trasporto nelle situazioni di allarme o emergenza previste dal Piano di emergenza del sistema italiano del gas naturale.

Nell'agosto 2017 sono stati approvati i criteri di **regolazione delle tariffe di trasporto** per il periodo transitorio 2018-2019. Per quanto riguarda le disposizioni tariffarie per il periodo di regolazione decorrente dal 2020, nel corso del 2018 l'Autorità ha condotto un'articolata fase di consultazione, nel corso della quale sono stati esposti gli orientamenti iniziali e finali in materia di allocazione dei costi, di determinazione dei ricavi riconosciuti e di definizione dei prezzi di riferimento. Nell'ambito degli orientamenti finali, l'Autorità ha prospettato di confermare, in continuità con i criteri vigenti, i principi generali per il riconoscimento dei costi di capitale e dei costi operativi, che prevedono schemi di regolazione incentivante limitatamente ai soli costi operativi e schemi di regolazione di tipo *rate of return* con riferimento ai costi di capitale, prevedendo al contempo di introdurre elementi propedeutici a un'eventuale transizione verso logiche di riconoscimento dei costi basate sulla spesa totale (*totex*). L'Autorità ha inoltre prospettato di superare, in una logica di gradualità, i criteri di incentivazione (*input-based*) basati sulle maggiorazioni del tasso di remunerazione, introducendo logiche di sviluppo infrastrutturale maggiormente selettive e orientate all'*output*. È stato anche proposto di adottare, per la determinazione delle componenti tariffarie applicate alla capacità, la metodologia della distanza ponderata per la capacità (*capacity-weighted distance, CWD*), come descritta all'articolo 8 del regolamento 16 marzo 2017 (UE) 460/2017 della Commissione come *reference price methodology*.

Per quanto riguarda la **qualità del servizio di trasporto** per il periodo di regolazione decorrente dal 2020, nell'agosto 2018 l'Autorità ha illustrato le proposte iniziali, esprimendo l'orientamento di confermare l'impostazione attualmente in vigore e di rafforzare alcune disposizioni in materia di sicurezza delle reti, con l'obiettivo di aumentare l'affidabilità delle infrastrutture.

Nel novembre 2018 l'Autorità ha esposto gli orientamenti in materia di **condizioni tecniche ed economiche di accesso ed erogazione dei servizi forniti dagli impianti e dalle infrastrutture di stoccaggio di GNL**, allo scopo di approfondire il perimetro e le attività riconducibili ai servizi di *Small Scale LNG* forniti dai terminali di GNL e sviluppare la definizione degli obblighi di separazione contabile.

Coordinamento internazionale

In tema di **investimenti in nuove infrastrutture e coerenza con i Piani di sviluppo comunitari** nel febbraio 2018 l'Autorità ha avviato la consultazione sui Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale relativi all'anno 2017. La consultazione dei Piani 2017 si è conclusa il 30 aprile 2018, e le osservazioni presentate dagli *stakeholder*, unitamente a un documento di controdeduzioni alle osservazioni elaborato dal gestore di rete competente, sono stati resi pubblici dall'Autorità sul proprio sito internet. Nell'ambito del confronto tra l'Autorità e i gestori delle reti di trasporto, finalizzato a individuare una metodologia condivisa di analisi costi-benefici, nel luglio 2018 l'Autorità ha espresso i propri orientamenti in materia di **requisiti minimi informativi e linee guida per l'Analisi Costi-Benefici (ACB) per la valutazione economica degli interventi di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale**. Nel mese di settembre sono poi state disposte nuove modalità di consultazione dei Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale e sono altresì stati approvati i requisiti minimi per la predisposizione dei Piani, in relazione alla completezza e alla trasparenza delle informazioni e all'ACB, rilevanti ai fini delle valutazioni di competenza dell'Autorità.

Anche nel 2018 l'Autorità ha contribuito ai lavori di implementazione del Trattato che istituisce la Comunità energetica del Sud-Est Europa e ha mantenuto costante il proprio impegno internazionale nell'ambito del bacino del Mediterraneo, in particolare attraverso MEDREG che, per il settore gas, nel 2018 ha lavorato tra l'altro sulle piattaforme energetiche, promosse dalla Commissione europea.

Mercati all'ingrosso e al dettaglio

Nel 2018 la crescita dell'economia italiana è proseguita per il quinto anno consecutivo (+0,9%), segnando tuttavia un rallentamento rispetto al 2017, maggiore rispetto a quello del resto dell'area dell'euro. La crescita è stata comunque trainata dal buon andamento del settore industriale. I settori *gas intensive* hanno tuttavia evidenziato risultati modesti o negativi. Per quanto riguarda invece l'andamento climatico, secondo i dati controllati ed elaborati dall'Ispra, il 2018 si è presentato come l'anno più caldo almeno dal 1961, con un inverno piuttosto caldo.

In base ai dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, nel 2018 il **consumo netto di gas naturale** è diminuito di 3,3 G(m³), attestandosi a 70,3 G(m³) dai 72,7 G(m³) del 2017. In termini percentuali, il consumo ha registrato una riduzione del 3,3%, la prima dopo tre anni di risalita dal minimo storico toccato nel 2014. Seguendo gli andamenti economici sopra delineati, nel 2018 i consumi industriali sono cresciuti del 4,1%, mentre quelli della generazione termoelettrica hanno registrato una brusca diminuzione dell'11%. In discesa (-4,3%) sono risultati anche i consumi degli altri usi, che contengono in particolare quelli per autotrazione, mentre i consumi civili (residenziale e terziario) sono rimasti sostanzialmente invariati rispetto al 2017 (-0,1%).

A fronte del calo dei consumi, anche le **importazioni nette** hanno subito una contrazione (-2,7%). I volumi di gas importato dall'estero sono, infatti, diminuiti di 1,8 G(m³) rispetto al 2017, attestandosi a 67,9 G(m³); le esportazioni sono invece aumentate di 118 M(m³). Ancora una riduzione si è avuta nella **produzione nazionale** (-1,6%), seppure minima rispetto a quella dell'ultimo quinquennio. Nel corso dell'anno i prelievi da stoccaggio sono risultati inferiori alle immissioni; pertanto i volumi in stoccaggio a fine anno sono risultati di 264 M(m³) più elevati dei quantitativi di inizio anno. Tenendo conto anche dei consumi di sistema e delle perdite di rete, il valore netto dei consumi nazionali nel 2018 è risultato pari a 70,3 G(m³), un valore del 3,2% inferiore a quello del 2017. Il **livello di dipendenza dall'estero**, misurato come rapporto tra le importazioni lorde e il consumo interno lordo, è salito ancora al 93,4%, il valore più alto mai registrato finora.

Con l'eccezione dei volumi provenienti dalla Norvegia, che sono aumentati del 21,5% rispetto al 2017, le importazioni da tutti gli altri tradizionali paesi da cui l'Italia acquista il gas sono diminuite. Nel 2018 il peso della Russia tra i paesi che esportano in Italia è rimasto sostanzialmente invariato al 47,6% (era al 47,5% nel 2017), mentre la quota dell'Algeria è scesa dal 28% al 26,5%. Il terzo paese per importanza è il Qatar da cui arriva il 9,6% del gas complessivamente importato in Italia (9,7% nel 2017), seguito dalla Libia la cui quota è al 6,6%. Il 3,6% delle importazioni italiane del 2017 è arrivato dall'insieme degli altri paesi. Si è leggermente accresciuta, infine, l'incidenza delle importazioni dal Nord Europa, con Norvegia e Olanda che insieme contano per il 6,1% (5,5% nel 2017). Come sempre, il primo posto nella classifica delle imprese importatrici è detenuto da Eni, i cui quantitativi acquistati all'estero nel 2018, pari a 35 G(m³), sono diminuiti di 109 M(m³) rispetto al 2017. Il leggero calo delle importazioni di Eni (-0,3%), è stato nettamente inferiore a quello registrato dal totale delle importazioni nazionali; ciò ha fatto risalire la quota di mercato della società al 52,3%, dal 51,1% evidenziato nel 2017.

Come negli anni scorsi i gruppi che possiedono ciascuno una quota superiore al 5% del gas complessivamente approvvigionato (cioè prodotto o importato) sono Eni, Edison ed Enel. Insieme i primi tre importatori hanno importato l'83,5% del gas estero entrato nel mercato italiano. Considerando anche le quantità prodotte all'interno dei confini nazionali, i tre gruppi incidono per l'83,4% di tutto il gas approvvigionato. Tale quota è in diminuzione (era 85,2% nel 2017 e 86,6% nel 2016), per la discesa delle quote di Edison e di Enel non compensata dall'aumento della quota di Eni. I tre gruppi sono anche gli unici che possiedono ciascuno una quota maggiore del 5% del gas disponibile, con una quota complessiva per i tre (86,3%) superiore a quella del gas approvvigionato. Sotto il profilo della **vita residua**, i contratti di importazione in essere al 2018 si rivelano complessivamente ancora abbastanza lunghi, ma la struttura contrattuale si va, seppure molto lentamente, accorciando di anno in anno: il 55,4% dei contratti (56,8% nel 2017) scadrà entro i prossimi dieci anni e il 38,6% di essi (39,8% nel 2017) esaurirà i propri effetti entro i prossimi cinque anni. In compenso, il 36,6% dei contratti oggi in vigore possiede una vita residua superiore a 15 anni. Tale quota era pari a 35,9% nel 2017.

Nel 2018 la **domanda totale del settore gas**, intesa come somma dei volumi di gas venduti sul mercato all'ingrosso (incluse le rivendite) e al dettaglio più gli autoconsumi, è cresciuta dello 0,2%, avendo raggiunto 286,4 G(m³). Il mercato all'ingrosso ha movimentato 215,3 G(m³) in aumento rispetto al 2017 (2,1%), 56,7 G(m³) ne ha movimentati il mercato al dettaglio, registrando una riduzione del 5% rispetto al 2017, mentre gli autoconsumi sono ammontati a 14,5 G(m³), anche questi ultimi in calo (-3,7%). I gruppi industriali che nel 2017 risultano avere una quota della domanda totale superiore al 5% sono 4, come nel 2017.

Come nel 2017, anche nel 2018 il numero delle imprese che hanno operato nel **mercato all'ingrosso** non è aumentato, mentre è cresciuto il volume di gas che hanno complessivamente intermediato. Infatti, 183 venditori, quattro in meno del 2017, hanno venduto complessivamente 4,4 G(m³) in più del 2017.

Nel 2018 il livello di concentrazione di tale mercato è aumentato: la quota delle prime tre società (Eni, Engie Global Markets ed Eni Trading & Shipping) è salita al 34,3% dal 31,3% calcolato nel 2017. Parimenti, la quota cumulata delle prime cinque imprese (le tre già citate più Enel Global Trading ed Edison) è passata al 50,3% dal 45,8% dell'anno precedente. Ovviamente anche l'indice HHI calcolato sul solo mercato all'ingrosso è salito da 534 a 633. Nel 2018 il prezzo mediamente praticato nel mercato all'ingrosso è stato di 24,05 c€/m³, inferiore ai 25,41 c€/m³ del PSV (il dato è di fonte Platts), e in cospicuo aumento (17,8%) rispetto al valore osservato nel 2017, pari a 20,42 c€/m³.

La principale piattaforma di scambio nel mercato all'ingrosso in Italia è il **Punto di scambio virtuale** (PSV), gestita dall'operatore della rete di trasporto, Snam Rete Gas. Le cessioni che possono essere registrate sono sia quelle avvenute attraverso contratti bilaterali, sia quelle realizzate nell'ambito dei mercati regolamentati gestiti dal GME. Nel 2018, 164 soggetti hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di gas presso il PSV. Soltanto 42 di questi erano *trader* puri, in quanto non utenti del sistema di trasporto. Nonostante l'andamento negativo della domanda di gas naturale, il numero dei sottoscrittori del PSV è salito a 228 unità, toccando nuovamente un punto di massimo. Il numero di quelli, tra i sottoscrittori, che hanno effettuato transazioni, è cresciuto di quattro unità (2,5%) rispetto al 2017, mentre una riduzione (-4,5%) si è manifestata nel numero dei *trader* puri (cioè sottoscrittori non utenti del sistema di trasporto) passati a 42 unità, contro

le 44 del 2017. I volumi OTC scambiati presso il PSV hanno registrato un calo del 7% portandosi a 86,2 G(m³). Il *churn rate*, ottenuto rapportando il totale dei volumi oggetto di *trading* al PSV al valore delle registrazioni che si traducono in consegna fisica, si è stabilizzato intorno a 3,1 negli ultimi tre anni.

Nell'ambito dei **mercati gas gestiti dal GME**, nel 2018 sono stati scambiati volumi complessivi per 57,4 TWh, registrando un aumento del 27,7% rispetto ai volumi scambiati nel 2017. Si osserva, tuttavia, una maggiore ripartizione di tali volumi sulle diverse piattaforme, nel secondo anno di piena operatività del nuovo sistema di bilanciamento gas. La maggior liquidità si osserva sul Mercato Infragiornaliero (27,9 TWh; +17%), lo stesso utilizzato preferenzialmente da Snam Rete Gas per le sue funzioni di Responsabile del bilanciamento. Anche sul Mercato del Gas in Stoccaggio (13,5 TWh; -19%) il principale operatore risulta il Responsabile del bilanciamento. In netto aumento i volumi scambiati sul Mercato del Giorno Prima (13,0 TWh), favoriti dall'avvio a febbraio del meccanismo di *market making*. In crescita anche le negoziazioni sul Mercato a Termine del Gas con 231 abbinamenti per un totale di 0,79 TWh. Si registrano, infine, negoziazioni anche sulla nuova Piattaforma di Assegnazione della capacità di Rigassificazione (PAR) per un totale di 12 *slot* riferiti al prodotto "Capacità non più conferibile in asta", che ammontano a 1,4 M(m³) liquefatti.

Relativamente ai prezzi riscontrati sulle diverse piattaforme, si possono approssimare tutti a una media annuale di 24 €/MWh, in linea con la quotazione media annua sui mercati OTC al PSV, pari a 24,55 €/MWh (il dato è di fonte Thomson-Reuters). In particolare, i prezzi medi dei due comparti del M-GAS – rispettivamente 24,28 €/MWh per MGP-GAS e 24,43 €/MWh per MI-GAS – hanno mostrato un andamento infra-annuale che riflette quello del prezzo al PSV. La correlazione tra il prezzo al PSV e il prezzo del comparto MGS è invece minore: il differenziale medio con il prezzo al PSV è di -71 c€/MWh.

I risultati provvisori dell'Indagine sui settori dell'energia elettrica e del gas, condotta annualmente dall'Autorità, evidenziano che nel 2018 al **mercato finale** sono stati venduti 56,7 G(m³), cui vanno aggiunti 183 M(m³) forniti attraverso i servizi di ultima istanza e di *default*. Complessivamente, quindi, il valore delle vendite finali è risultato di quasi 57 G(m³), in calo di 2 G(m³) rispetto al 2017. Per avere un dato confrontabile con quello del consumo finale di gas pubblicato dal Ministero dello sviluppo economico menzionato sopra, occorre tuttavia considerare i volumi relativi agli autoconsumi, pari a 14,5 G(m³), che portano il valore dei consumi complessivi risultanti dall'Indagine annuale a 71,4 G(m³), cioè a un valore paragonabile ai 70,3 G(m³) di fonte ministeriale. Le due fonti classificano i volumi di gas movimentati nell'anno in maniera diversa. Diversamente dagli anni più recenti, nel 2018 anche gli autoconsumi hanno evidenziato una riduzione abbastanza consistente, pari al 3,7% in termini di volumi. Tale voce possiede una fortissima incidenza nella generazione elettrica (l'87,5% degli autoconsumi si colloca, infatti, in questo settore). Il calo dei consumi finali, che emerge tanto nei dati dell'Indagine annuale (-5,1%), quanto in quelli ministeriali, seppur in misura più ristretta (-3,2%), appare legato a un ridimensionamento più consistente dei settori produttivi (e più precisamente del termoelettrico), rispetto a quello dei consumi civili.

La significativa crescita delle vendite sul mercato finale si è accompagnata, per la prima volta, a una discesa (-8 unità) del **numero di venditori** attivi in questo segmento della filiera: dai 420 operatori presenti nel 2017, è sceso infatti a 412. L'accrescersi continuo del numero di imprese che nell'Anagrafica dichiarano l'attività di vendita induce, però, a ritenere probabile che questo calo sia influenzato dal livello di partecipazione all'Indagine da parte dei venditori, che in effetti è diminuito rispetto agli anni scorsi. Il 12,6% (vale a dire 52 imprese) dei 412 venditori attivi che hanno risposto all'Indagine annuale serve clienti in tutto il territorio nazionale cioè in tutte e 19 le regioni italiane metanizzate; il 40,3% (166 imprese) ha venduto energia elettrica in un numero di regioni compreso tra 6 e 18; le restanti 194 imprese (il 47,1%) hanno operato in un numero di regioni compreso tra 1 e 5. Il numero di imprese che opera su tutto il territorio nazionale è in costante crescita (nel 2014 erano il 7%). La composizione societaria del capitale sociale dei venditori di gas, limitando l'analisi alle partecipazioni dirette, mostra una scarsa presenza straniera: solo 28 società (sulle 398 che hanno fornito questi dati) hanno un socio di maggioranza non italiano. I partecipanti stranieri diretti risultano per lo più società del Lussemburgo o svizzere, ma sono presenti anche società tedesche, britanniche, spagnole e austriache. Nel 2018 il livello della concentrazione nel mercato della vendita finale è diminuito. I primi tre gruppi controllano il 43,5%, mentre nel 2017 la quota era pari al 45%. Considerando i primi cinque gruppi, la porzione di mercato servita sale al 51,7% (contro il 53,4% del 2017). L'indice di HHI calcolato sul mercato

della vendita è risultato pari a 761, inferiore quindi a quello del 2017, che era pari a 817. Nessuna variazione emerge nelle prime tre posizioni del mercato finale: Eni, Edison ed Enel sono come sempre i gruppi nelle prime tre posizioni; Il peso del gruppo Eni (quest'anno pari al 19,3%) si è ridotto di un punto e mezzo percentuale rispetto al 2017, mentre quelli dei gruppi Enel ed Edison sono rimasti pressoché invariati. Quindi la distanza tra Eni ed Edison si è accorciata (da 7,4% a 6%), mentre quella tra Edison ed Enel è ferma a poco più di due punti percentuali.

Complessivamente le vendite di gas sono diminuite rispetto al 2017 in quasi tutti i settori, con l'eccezione di quelle alle famiglie. Gli autoconsumi, che perlopiù afferiscono al settore termoelettrico, hanno registrato un calo dello 0,3%, i quantitativi di gas venduti nel mercato libero hanno evidenziato una perdita del 4,3%, meno rilevante di quella registrata nelle vendite del mercato tutelato, scese del 10,1%. Il contenimento dei consumi di gas è stato più rilevante (-7,1%) per i settori produttivi rispetto a quello registrato nel settore civile (-0,8%), che oltre al settore domestico include i condomini, il terziario e le attività di servizio pubblico. Il tasso di crescita del settore civile migliora sensibilmente se si considerano le sole vendite effettuate sul mercato libero, che rispetto al 2017 sono cresciute del 4,2%. Infatti, i volumi di gas venduti nel mercato libero alle famiglie sono risultati del 12,5% più elevati rispetto al 2017, quelli dei condomini sono cresciuti dell'1,6%, quelli del commercio sono rimasti sostanzialmente stabili (-0,2%) mentre quelli delle attività di servizio pubblico sono nettamente diminuiti (-10,8%).

La porzione di volumi acquistati in media sul **mercato libero** è del 68,3%, quella del mercato tutelato è dell'11,3%, mentre il 20,3% è autoconsumata. Se si considerano le vendite in senso stretto e si escludono, quindi, gli autoconsumi, l'85,8% del gas risulta acquistato sul mercato libero e il restante 14,2% sul mercato tutelato. In termini di clienti, invece, il 53,2% si rivolge al mercato tutelato, mentre il 46,8% acquista nel mercato libero.

Concentrandosi solo sul **settore domestico** si può osservare che la quota di volumi acquistati sul mercato libero nel 2018 ha raggiunto il 50,6% per le famiglie e il 78,4% per i condomini (entrambe le quote sono calcolate sul totale delle vendite in senso stretto, cioè al netto degli autoconsumi). In termini di punti di prelievo, nel 2018 per la prima volta la quota delle famiglie che hanno acquistato il gas nel mercato tutelato è scesa sotto la metà, più precisamente al 49,9%.

Anche nel settore gas, come si è già descritto per l'elettrico, l'*Indagine annuale* ha sottoposto ai venditori di gas naturale alcune domande tese a valutare la quantità, le tipologie e le modalità di offerta che le imprese mettono a disposizione dei clienti che hanno scelto di rifornirsi nel mercato libero. Tenendo conto della dovuta cautela che occorre nell'interpretazione dei risultati, è emerso che: la media delle offerte commerciali che ogni impresa di vendita è in grado di proporre ai propri potenziali clienti è risultata pari a 13,5 per la clientela domestica, a 7,8 per i condomini con uso domestico e a 24,9 per la clientela non domestica. Nel tempo il numero di offerte disponibili per i clienti domestici è cresciuto (erano 8 del 2016 e 13 nel 2017), così come quello per i condomini (erano 7 nel 2016 e 7,6 nel 2017) probabilmente perché i venditori si stanno preparando per la fine del servizio di tutela. Il numero delle offerte disponibili alla clientela non domestica, invece, è nettamente diminuito rispetto al 2017, quando era risultato pari a 76,6. Questo calo potrebbe essere dovuto, almeno in parte, al fatto che il mercato libero per la clientela non domestica è sicuramente più maturo rispetto a quello per le famiglie e potrebbe quindi trovarsi in una fase di razionalizzazione delle offerte create verso tale clientela.

Delle 13,5 offerte rese mediamente disponibili al cliente domestico, 6,6 sono acquistabili solo on line, ma tale tipologia non sembra aver riscontrato, per ora, un grande interesse parte delle famiglie, che l'hanno scelta solo nel 2,6% dei casi. Circa la tipologia di prezzo preferita, è risultato che il 70,4% delle famiglie ha sottoscritto nel mercato libero un contratto a prezzo bloccato (cioè con il prezzo che non cambia per almeno un anno dal momento della sottoscrizione), mentre il 29,6% ha scelto un contratto a prezzo variabile, ovvero con il prezzo che cambia con tempi e modalità stabilite dal contratto stesso. Anche in questo caso, le cifre sono in lieve diminuzione rispetto all'anno precedente, quando il prezzo variabile era stato scelto dal 31,4% dei clienti domestici. Il 39,6% dei clienti domestici ha sottoscritto un contratto che prevede un abbuono o uno sconto di uno o più periodi gratuiti o di una somma fissa in denaro o in volume, che può essere *una tantum* o permanente, ed eventualmente previsto al verificarsi di una determinata condizione. La presenza

di servizi aggiuntivi nei contratti sottoscritti dalle famiglie è maggiormente diffusa nei contratti a prezzo fisso rispetto a quelli a prezzo variabile: il 55% dei clienti che ha scelto un'offerta a prezzo fisso sottoscrive un contratto che prevede anche un servizio aggiuntivo, mentre questa percentuale scende drasticamente al 17% nei contratti a prezzo variabile. Nei contratti a prezzo fisso che prevedono un servizio aggiuntivo emerge una netta preferenza (46,1%) per quei contratti che prevedono la partecipazione a un programma punti e un certo gradimento (6%) per i contratti che offrono un servizio energetico accessorio. Tali preferenze risultano abbastanza stabili nel tempo.

L'analisi dell'attività di **switching** nel settore del gas naturale quest'anno, per la prima volta, comprende dati raccolti presso gli operatori del trasporto tramite l'Indagine annuale sui settori regolati e dati provenienti dal Sistema informativo integrato (SII), gestito dall'Acquirente unico. La percentuale di **switching**, cioè del numero di clienti che ha cambiato fornitore nell'anno solare 2018, è risultata complessivamente pari al 7%, ovvero al 27,1% se valutata in base ai consumi dei clienti che hanno effettuato il cambio. Rispetto al 2017 le percentuali sono in aumento o stabili. I cambiamenti di fornitore dei consumatori domestici nel 2018 sono saliti al 6,6% (corrispondenti a una porzione di volumi del 7,7%).

L'analisi provvisoria dei dati raccolti nell'Indagine svolta dall'Autorità sul 2016 evidenzia che lo scorso anno il **prezzo medio del gas** (ponderato con le quantità vendute), al netto delle imposte, praticato dalle imprese di vendita che operano sul mercato finale, è stato pari a 40 c€/m³. Tale prezzo nel 2017 era risultato pari a 34,3 c€/m³. Complessivamente, dunque, il prezzo medio finale del gas in Italia presenta un aumento di 5,7 c€/m³, corrispondente al 16,6%. L'aumento più elevato, sia in termini assoluti (7,5 c€/m³) che relativi (20,7%) riguarda la classe dei clienti con consumo annuo tra 50.000 e 200.000 m³, mentre quelli più contenuti riguardano: in termini assoluti, i grandi clienti (tra 2 e 20 milioni di m³), +3,5 €/m³, +15,3%; in proporzione, i clienti più piccoli (meno di 5.000 m³), +6,2 c€/m³, + 11,9%.

Nel complesso, le imprese di vendita che servono il mercato tutelato e libero del gas naturale hanno ricevuto, nel 2018, 194.074 **reclami scritti**, il 62,5% dei quali riferiti al mercato libero, il 30,5% al mercato tutelato e il 7% ai clienti multisito. Si registra una diminuzione dei reclami riferiti sia al mercato libero che passano da 126.538 a 121.257 (-4,2%), sia al mercato tutelato, -22,4% (da 76.243 a 59.135). Nel 2018, i casi di mancato rispetto degli standard, che hanno determinato il diritto per i clienti a ottenere complessivamente un indennizzo per il mancato rispetto degli standard fissati per le prestazioni relative alla qualità commerciale della vendita, sono stati 21.368. Nel medesimo anno sono stati erogati indennizzi per un ammontare complessivo di 1.005.764 euro. Per quanto riguarda gli argomenti dei reclami, nel settore gas, i primi tre per importanza hanno riguardato: nel 47,5% dei casi problemi inerenti alla fatturazione e tutto ciò che concerne i consumi e i corrispettivi fatturati, l'autolettura, la periodicità di fatturazione, inclusa la fattura di chiusura, l'effettuazione di pagamenti e rimborsi; per l'11,5%, le vicende del contratto, quali il recesso, il cambio di intestazione, voltura e subentro (perfezionamento e costi di voltura e subentro); nel 9% dei casi la misura (reclami relativi al funzionamento e al cambio del misuratore o alla mancata effettuazione delle letture, incluso il malfunzionamento della telelettura, alle tempistiche e modalità di verifica del misuratore, alla ricostruzione dei consumi per malfunzionamento).

Tutela dei consumatori

La normativa italiana, anche in virtù delle disposizioni più recenti in materia di fatturazione, è ormai conforme alle richieste delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE sulle le misure di tutela dei consumatori, incluse quelle dell'Allegato 1.

In tema di **garanzie di accesso ai dati di consumo**, la regolazione in materia di fatturazione permette al cliente di essere edotto anche dei dati effettivi di consumo. Inoltre, la normativa italiana ha previsto che il Sistema informativo integrato (SII) sviluppi, tramite un registro centrale dei punti di prelievo e un sistema di accreditamento degli operatori, le procedure per la gestione centralizzata delle comunicazione dei dati di consumo e lo sviluppo dei rispettivi servizi. L'Autorità persegue l'obiettivo di rendere prioritariamente accessibili e fruibili al cliente finale i prelievi storici ovvero i dati inerenti alla propria impronta energetica

(*energy footprint*) in formato digitale, nella prospettiva dello sviluppo di servizi innovativi per l'efficienza energetica e della gestione attiva della domanda, resi possibili dalla disponibilità dei nuovi strumenti messi in campo con il sistema di misurazione 2G. Nel giugno 2019 l'Autorità ha definito le modalità con cui i clienti finali dall'1 luglio 2019 possono accedere ai loro dati di consumo attraverso l'apposito *Portale dei consumi* presente sul sito internet <https://www.consumienergia.it/portaleConsumi/>.

Fin dal 2017 l'Autorità ha avviato un procedimento per la promozione di nuovi strumenti per l'**informazione e l'accrescimento della capacità dei clienti finali domestici e delle piccole imprese** di affrontare i mercati al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale, ritenendo che un'informazione mirata a tale tipologia di clienti, da un lato, permetta loro di superare la diffidenza derivante dalla limitata conoscenza del mercato e, dall'altro, consenta al cliente di esercitare la propria autotutela consapevole nel mercato. Successivi provvedimenti di legge hanno stabilito che **dal 1° luglio 2019 (poi prorogato al 1° luglio 2020) vengano definitivamente superate le tutele di prezzo**. Gli stessi provvedimenti hanno richiesto che a partire dall'1 gennaio 2018, i clienti finali riforniti alle condizioni standard ricevano adeguata informativa dal loro fornitore in relazione al superamento delle tutele di prezzo, secondo le modalità definite dall'Autorità e che **l'Autorità garantisca la pubblicizzazione e la diffusione delle informazioni in merito al superamento delle tutele di prezzo e alle condizioni di svolgimento dei servizi** a beneficio dei clienti, anche avvalendosi della società Acquirente unico. Nel novembre 2017 l'Autorità, in attuazione di tale normative, ha stabilito diverse iniziative a tale scopo.

Le comunicazioni incluse nelle fatture emesse nel primo e secondo semestre 2018 hanno informato il cliente finale del superamento delle tutele di prezzo, previsto inizialmente per il 1° luglio 2019 e successivamente prorogato al 1° luglio 2020, invitandolo a informarsi per tempo sulle opportunità del mercato libero. Il testo da riportare nelle fatture emesse nel primo semestre 2019 contiene, invece, da un lato, l'indicazione di come cambiare contratto o fornitore sia semplice e gratuito, con la garanzia della continuità del servizio e, dall'altro, gli elementi che dovrebbero sollecitare il cliente finale a usufruire degli strumenti dell'Autorità volti a effettuare una scelta informata e consapevole, come il Portale offerte luce e gas e le offerte PLACET.

In Italia non esiste una tariffa specifica per l'acquisto di energia elettrica o di gas naturale per i clienti che si trovino in difficoltà economica. Dal 2009, tuttavia, per le forniture di energia elettrica, è attivo un meccanismo di protezione specificatamente rivolto ai clienti domestici che versano in situazioni di disagio economico o in gravi condizioni di salute che ricevono un **bonus, cioè uno sconto** sulla fornitura di energia elettrica. Analogamente dal 2009, anche per le forniture di gas naturale, è attivo un meccanismo di protezione sociale specificatamente rivolto ai clienti domestici che versano in situazioni di disagio economico, analogo a quello presente nel settore elettrico: il **bonus gas, cioè uno sconto** sulla fornitura di gas naturale.

Per accedere all'agevolazione, le famiglie devono dimostrare il loro stato di disagio economico attraverso un indicatore che valuta la situazione economica a livello familiare, l'ISEE. A partire dall'1 gennaio 2017, la soglia ISEE per l'accesso ai bonus è passata da 7.500 euro a 8.107,5 euro, così come stabilito dal decreto del Ministero dello sviluppo economico 29 dicembre 2016; resta invece invariato il requisito di accesso per le famiglie numerose (con ISEE non superiore a € 20.000).

Al 31 dicembre 2018 le famiglie che hanno usufruito del **bonus elettrico** almeno una volta sono 3 milioni, le famiglie con *bonus* attivo nel 2018 sono state 771.566, in aumento del 9,1% rispetto all'anno precedente; a queste si aggiungono i 23.600 beneficiari di bonus erogati a soggetti titolari di Carta Acquisti (si tratta di una carta, utilizzabile per il sostegno della spesa alimentare, sanitaria e il pagamento delle bollette della luce e del gas, che la legge rende disponibile ai cittadini che versano in condizioni di disagio economico e che ne fanno domanda; vale 40 euro al mese), che sono diminuiti del 7,4% rispetto al 2017. I beneficiari del bonus per disagio fisico al 31/12/2018 erano 33.282, in aumento del 2% rispetto a 12 mesi prima.

Alla data del 31 dicembre 2018 i clienti beneficiari del **bonus gas** per disagio economico sono risultati pari a 519.375, con un aumento del 3,9% rispetto all'anno precedente; le loro domande, una volta superati i controlli relativi ai requisiti di ammissibilità da parte dei Comuni, sono state ammesse all'agevolazione dopo le verifiche delle imprese distributrici di gas. Le famiglie che hanno usufruito dell'agevolazione, almeno una volta dall'entrata in vigore del meccanismo, sono oltre 1,7 milioni.

Nel corso del 2018 l'ammontare complessivo dei bonus erogati, sia per il settore elettrico (disagio economico e disagio fisico) che per il settore gas, è stato superiore a 1,3 milioni di euro. Circa il 65% delle famiglie che ha usufruito del bonus elettrico ha anche richiesto e ottenuto il bonus gas. Dal 2017 si è assistito a una crescita delle domande presentate, dopo due anni di sostanziale stabilità; il 2018 ha confermato la crescita. Tale ripresa è attribuibile prevalentemente all'innalzamento della soglia ISEE di riferimento; inoltre, un certo numero di domande è stato presentato anche come effetto di trascinamento a seguito della definizione di un bonus anche per il settore idrico.

Nel 2017 l'Autorità ha approvato il *Testo Integrato per l'adozione di misure propedeutiche per la conferma del contratto di fornitura di energia elettrica e/o di gas naturale e procedura ripristinatoria volontaria* (TIRV). Il TIRV si applica ai contratti a distanza o negoziati fuori dai locali commerciali del venditore; il testo prevede adempimenti documentali obbligatori in capo a tutti i venditori volti a provare l'avvenuta conferma di un contratto e comprende una procedura speciale a carattere risolutivo, ad adesione volontaria sia del cliente finale sia del venditore, qualora nella fase di conferma del contratto non siano state rispettate le misure preventive. Nel dicembre 2018 l'Autorità ha adeguato le disposizioni del TIRV alla nuova disciplina in tema di **recesso**, comune sia al settore dell'energia elettrica sia a quello del gas naturale, introdotta nel novembre 2017, con particolare riferimento alla previsione che l'invio della richiesta di *switching* costituisca anche esercizio del recesso per cambio del venditore, nonché alla nuova **disciplina del processo di switching nel settore del gas naturale**, approvata nel febbraio 2018.

Per la **gestione delle controversie** in Italia è attivo dal 2012 il **Servizio conciliazione clienti energia** gestito, in avvalimento, dall'Acquirente unico e operativo, prima in fase sperimentale e poi in regime definitivo. Il Servizio conciliazione è una procedura volontaria di risoluzione alternativa delle controversie, attivabile dai clienti finali di energia elettrica e gas naturale per qualsiasi problematica insorta (che non attenga a profili tributari e fiscali) nei confronti degli operatori energetici (esercenti la vendita e distributori), in caso di mancata o insoddisfacente risposta al reclamo. La procedura si svolge interamente *on line* e alla presenza di un conciliatore terzo, imparziale, esperto in mediazione. L'eventuale accordo finale ha efficacia transattiva fra le parti ai sensi dell'art. 1965 del Codice civile. Per le sue caratteristiche, il Servizio conciliazione è in linea con la normativa comunitaria in materia di *Alternative Dispute Resolution* (ADR), in ultimo con la direttiva 2013/11/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 21 maggio 2013 sulla risoluzione alternativa delle controversie dei consumatori, che modifica il regolamento (CE) 2006/2004 e la direttiva 2009/22/CE.

Con l'approvazione del Codice del consumo, che ha attribuito all'Autorità il potere di regolamentare, con propri provvedimenti, le modalità di svolgimento della procedura di risoluzione extragiudiziale delle controversie, il tentativo di conciliazione è divenuto condizione di procedibilità dell'azione proposta innanzi all'Autorità giudiziaria per le controversie insorte nei settori regolati.

Nel 2016 l'Autorità ha dato attuazione a tale normativa con l'approvazione di un *Testo Integrato Conciliazioni* (TICO), che ha introdotto una **procedura per l'esperimento del tentativo obbligatorio di conciliazione presso il Servizio conciliazione** e ha individuato le procedure alternative esperibili. Il TICO, operativo dall'1 gennaio 2017 per i settori dell'energia elettrica e del gas, si applica alle controversie insorte fra gli esercenti (venditori e distributori e, limitatamente ai *prosumer*, anche il Gestore dei Servizi Energetici) e i clienti finali sia di energia elettrica alimentati in bassa e/o media tensione, sia di gas naturale e di altri di gas distribuiti a mezzo di reti alimentati in bassa pressione.

Nel 2018 gli interventi di revisione del TICO hanno comportato un **aggiornamento del sito internet del Servizio conciliazione** (conciliazione.arera.it) e delle pagine informative sul Servizio medesimo presenti nel sito internet dell'Autorità. In particolare, sono state aggiornate le FAQ (domande e risposte più frequenti) sulla procedura di conciliazione. Nella pagina dedicata del sito internet dell'Autorità è stata anche pubblicata la **Relazione Annuale 2018 del Servizio conciliazione**, quale organismo ADR ai sensi del Codice del consumo, iscritto alla Piattaforma ODR della Commissione europea. Tale Relazione, tradotta in inglese, è stata altresì pubblicata nel sito internet del NEON, il network di *Ombudsmen* e organismi ADR che operano in Paesi UE nei settori energetici, al quale l'Autorità aderisce dal 2016 in qualità di titolare del Servizio conciliazione.

Nel 2018, secondo anno di operatività del TICO, le domande presentate al Servizio di conciliazione dell'Autorità sono sostanzialmente in linea con quello del 2017 (10.705 domande, + 1%). Il 73% delle domande ricevute dal Servizio ha riguardato un cliente finale domestico (in lieve diminuzione rispetto al 76% del 2017). Relativamente all'argomento delle controversie, si conferma la prevalenza della fatturazione (52%), seppur in calo rispetto al 2017 (58%). L'82% delle domande reca un valore stimato della controversia inferiore a 5.000 euro (soglia degli *small claims* secondo i regolamenti europei). La durata media delle procedure concluse è pari a 53 giorni solari, 8 in più rispetto al 2017. Le procedure con accordo hanno avuto una durata media di 55 giorni, 9 in più rispetto al 2017.

In **alternativa al Servizio dell'Autorità** il cliente finale può esperire il tentativo obbligatorio di conciliazione ai fini giudiziali anche utilizzando altre procedure indicate nel TICO. Si tratta, in primo luogo, delle procedure di media conciliazione presso le Camere di commercio che aderiscono alla convenzione sottoscritta dall'Autorità e da Unioncamere il 28 dicembre 2016 e con apposita formazione sui settori energetici. In secondo luogo, per i soli clienti finali domestici, vi sono le procedure presso gli Organismi iscritti nell'elenco ADR istituito dall'Autorità.

Al 31 marzo 2019, Unioncamere ha comunicato l'adesione di 49 Camere di commercio, cinque in più rispetto all'anno precedente, mentre nell'Elenco ADR dell'Autorità, risultano iscritti 16 Organismi (compreso il Servizio Conciliazione dell'Autorità).

Sicurezza delle forniture

Il decreto legislativo n. 93/11, nell'implementare il Terzo pacchetto energia, attribuisce le funzioni e le competenze in materia di sicurezza delle forniture al Ministero dello sviluppo economico.

3 IL MERCATO ELETTRICO

3.1 Regolamentazione delle infrastrutture

3.1.1 Unbundling

L'Autorità ha rinnovato⁴ nel 2015 le disposizioni in materia di obblighi di separazione funzionale (*unbundling*) per i settori dell'energia elettrica e del gas, approvando il *Testo integrato di unbundling funzionale* (TIUF), in conformità con le disposizioni del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, e delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE. Tra le novità introdotte dal TIUF, in vigore dall'1 gennaio 2016, vi è l'introduzione di nuovi obblighi di separazione, in relazione alle politiche di comunicazione e di marchio per la generalità dei distributori di energia elettrica e di gas naturale, indipendentemente dalla loro dimensione o dalla loro forma societaria, imponendo una completa separazione, senza alcun rischio di confusione, tra l'attività di vendita e di distribuzione di energia elettrica e di gas naturale.

Nel 2018⁵ l'Autorità ha intimato a una serie di imprese operanti nei settori dell'energia elettrica o del gas, inadempienti, l'invio delle comunicazioni obbligatorie previste dal TIUF.

3.1.2 Regolamentazione tecnica

Servizi di dispacciamento

Progetti pilota

È in fase di completamento la riforma organica della regolazione del servizio di dispacciamento, volta anche alla partecipazione delle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili e non programmabili, da realizzarsi in coerenza con la normativa europea (regolamenti europei *Capacity Allocation and Congestion Management*, *CACM*, e *Electricity Balancing Guideline*, EB GL). In particolare, la riforma ha l'obiettivo di:

- armonizzare il disegno del mercato italiano con quello europeo, pur preservando la gestione centralizzata e ottimizzata del sistema da parte di Terna, dando priorità all'avvio del mercato infragiornaliero in negoziazione continua sulle frontiere italiane;
- perfezionare le modalità tramite le quali le unità di consumo e le unità di produzione precedentemente escluse (fonti rinnovabili non programmabili, generazione distribuita), compresi accumuli e veicoli elettrici, potranno fornire risorse per i servizi di dispacciamento, anche tramite efficaci forme di aggregazione, fermo restando il principio della neutralità tecnologica e tenendo conto dei risultati derivanti dai progetti pilota;
- rivedere la disciplina degli sbilanciamenti al fine di fornire agli utenti del dispacciamento segnali di prezzo rappresentativi del valore dell'energia in tempo reale, superando l'attuale meccanismo basato su aggregazioni zonali/macrozonali statiche e facendo riferimento ai prezzi nodali;
- individuare l'evoluzione del ruolo dei distributori, nel contesto di una progressiva diffusione delle risorse distribuite di produzione e accumulo e di una gestione sempre più "attiva" delle reti.

⁴ Delibera 22 giugno 2015, 296/2015/R/com che ha sostituito la previgente delibera 18 gennaio 2007, n. 11.

⁵ Delibera 26 luglio 2018, 400/2018/E/com.

Nel frattempo, l'Autorità ha avviato⁶ una prima apertura del Mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) alle unità precedentemente escluse, attraverso progetti pilota finalizzati alla raccolta di elementi utili e per rendere disponibili, fin da subito, nuove risorse di dispacciamento, tenendo fermo il principio della neutralità tecnologica (i progetti pilota, pertanto, non sono differenziati sulla base delle fonti, delle tecnologie, né delle tipologie delle unità di produzione o di consumo).

I progetti pilota avviati riguardano:

- la partecipazione volontaria all'MSD delle unità di produzione (inclusi i sistemi di accumulo) non rilevanti, ossia aventi una potenza non superiore a 10 MVA (fatte salve le eccezioni nel seguito evidenziate) e delle unità di consumo;
- la partecipazione volontaria all'MSD delle unità di produzione rilevanti a oggi non abilitate e non già incluse nelle Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM).

Nel primo caso, quello della partecipazione volontaria all'MSD delle unità di produzione (inclusi i sistemi di accumulo) non rilevanti (salve le eccezioni evidenziate) e delle unità di consumo, i soggetti interessati partecipano all'MSD su base aggregata, costituendo le Unità Virtuali Abilitate (UVA). I perimetri geografici di aggregazione non possono eccedere la zona di mercato e devono essere definiti da Terna in coerenza con il modello di rete utilizzato dall'algoritmo per la selezione delle offerte accettate sull'MSD, in modo tale che la movimentazione delle unità incluse nelle UVA non comporti violazioni di vincoli di rete. In generale, le UVA rilevano solamente per la partecipazione all'MSD, mentre ai fini della partecipazione ai mercati dell'energia e, conseguentemente, ai fini della determinazione dei corrispettivi di sbilanciamento, le unità di produzione o di consumo continuano a rimanere inserite nei punti di dispacciamento già oggi esistenti. La controparte per la fornitura delle risorse di dispacciamento è il *balance service provider* (BSP) che può essere distinto dall'utente del dispacciamento. Il BSP è quindi responsabile per il mancato rispetto degli ordini di dispacciamento, mentre l'utente del dispacciamento continua a essere responsabile ai fini della regolazione degli sbilanciamenti. In relazione alle UVA si rilevano:

- un primo progetto pilota, che ha incluso nell'unità virtuale abilitata le sole unità di consumo (UVAC - Unità Virtuali Abilitate di Consumo), inserite in contratti di dispacciamento anche diversi. Il regolamento del progetto è stato approvato nel maggio 2017⁷ e ha trovato applicazione dall'1 giugno 2017. Le UVAC sono state abilitate alla fornitura di riserva terziaria di potenza a salire e di risorse di bilanciamento. I servizi resi dalle UVAC sono stati remunerati, in alternativa:
 - tramite la normale remunerazione derivante dall'MSD, cioè sulla base di un corrispettivo variabile pari al prezzo offerto dal BSP (*pay as bid*) applicato solamente in caso di attivazione delle risorse sull'MSD e limitatamente alle quantità accettate su detto mercato;
 - tramite la fornitura a termine delle risorse, limitatamente alle zone di mercato Nord e Centro Nord e alle stagioni invernali ed estive (cioè limitatamente alle zone e ai periodi in cui possono presentarsi maggiori criticità in termini di approvvigionamento delle risorse necessarie per garantire la sicurezza del sistema elettrico);
- un secondo progetto pilota, che ha incluso nell'unità virtuale abilitata le sole unità di produzione non rilevanti (UVAP - Unità Virtuali Abilitate di Produzione), inserite in contratti di dispacciamento anche diversi. Il regolamento del progetto pilota è stato approvato nell'agosto 2017⁸ e ha trovato applicazione dall'1 novembre 2017. Le UVAP sono state abilitate alla fornitura di risorse per la risoluzione delle congestioni a programma, la riserva terziaria di potenza e il bilanciamento (a salire o a scendere). I servizi

⁶ Delibera 5 maggio 2017, 300/2017/R/eel.

⁷ Delibera 25 maggio, 2017, 372/2017/R/eel.

⁸ Delibera 3 agosto 2017, 583/2017/R/eel.

resi dalle UVAP sono stati remunerati sulla base di un corrispettivo variabile pari al prezzo offerto dal BSP (*pay as bid*) applicato solamente in caso di attivazione delle risorse sull'MSD e limitatamente alle quantità accettate su detto mercato;

- un terzo progetto pilota in cui sono confluiti i primi due progetti e tuttora in corso, che ha incluso nell'unità virtuale abilitata le unità di produzione non rilevanti (siano esse programmabili o non programmabili), le unità di produzione rilevanti non obbligatoriamente abilitate che condividono il punto di connessione con unità di consumo, nonché le unità di consumo (UVAM - Unità Virtuali Abilitate Miste)⁹. Il regolamento del progetto pilota è stato approvato nell'agosto 2018¹⁰ e ha trovato applicazione dall'1 novembre 2018. Le UVAM sono abilitate alla fornitura di risorse (a salire e/o a scendere) per la risoluzione delle congestioni a programma, la riserva terziaria (sia rotante sia di sostituzione) e il bilanciamento. I servizi resi dalle UVAM sono stati remunerati, in alternativa:
 - tramite la normale remunerazione derivante dall'MSD, cioè sulla base di un corrispettivo variabile pari al prezzo offerto dal BSP (*pay as bid*) applicato solamente in caso di attivazione delle risorse sull'MSD e limitatamente alle quantità accettate su detto mercato;
 - tramite la fornitura a termine delle risorse in tutte le zone e per periodi non più limitati alle stagioni estive e invernali. In tal caso, i titolari delle UVAM hanno vincoli più stringenti in termini di impegni a offrire (offerte per il bilanciamento a salire per almeno 2 ore consecutive nella fascia tra le ore 14.00 e le ore 20.00 di tutti i giorni dal lunedì al venerdì) e percepiscono due corrispettivi: un corrispettivo fisso definito in esito a un'asta al ribasso di tipo *pay as bid* rispetto a un valore massimo variabile da 15.000 €/MW/anno (per 2 ore di disponibilità) a 30.000 €/MW/anno (per 4 ore di disponibilità), erogato su base giornaliera in caso di disponibilità; e un corrispettivo variabile pari al prezzo offerto dal titolare dell'UVAM nell'MSD (con uno *strike price* di 400 €/MWh) riconosciuto solamente in caso di attivazione delle risorse sull'MSD e limitatamente alle quantità accettate.

Nel caso della partecipazione volontaria all'MSD delle unità di produzione rilevanti a oggi non abilitate e non già incluse nelle UVAM, queste partecipano all'MSD singolarmente con riferimento al medesimo punto di dispacciamento valido per la partecipazione ai mercati dell'energia e per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi. La controparte per la fornitura delle risorse di dispacciamento è l'utente del dispacciamento titolare del punto di dispacciamento sempre coincidente con il *balance service provider* (BSP). Il regolamento del progetto pilota è stato approvato nel luglio 2018¹¹, ha trovato applicazione dal 1° settembre 2018 ed è tuttora in corso.

Le unità in oggetto sono abilitate alla fornitura di risorse per la risoluzione delle congestioni a programma, la riserva terziaria di potenza e il bilanciamento (a salire o a scendere). I servizi resi sono remunerati sulla base di un corrispettivo variabile pari al prezzo offerto dal BSP (*pay as bid*) applicato solamente in caso di attivazione delle risorse sull'MSD e limitatamente alle quantità accettate su detto mercato.

⁹ Le UVAM possono essere di due tipi, ciascuna caratterizzata, alternativamente:

- a) dalla presenza di unità di produzione non rilevanti, di unità di produzione rilevanti non già obbligatoriamente abilitate che condividono il punto di connessione alla rete con una o più unità di consumo purché la potenza immessa al punto di connessione non sia superiore a 10 MVA, e di unità di consumo (UVAM-A);
- b) dalla presenza di unità di produzione rilevanti non già obbligatoriamente abilitate aventi potenza immessa al punto di connessione superiore a 10 MVA e unità di consumo che condividono il medesimo punto di connessione alla rete (UVAM-B).

Possono rientrare nelle UVAM anche i sistemi di accumulo e i veicoli elettrici quando prestano servizi alla rete (cd. *vehicle to grid*).

¹⁰ Delibera 2 agosto 2018, 422/2018/R/eel.

¹¹ Delibera 12 luglio 2018, 383/2018/R/eel.

Un altro progetto pilota riguarda la fornitura del servizio di regolazione primaria della frequenza attraverso sistemi di accumulo integrati a unità di produzione rilevanti, approvato nel luglio 2018¹².

Infine, l'Autorità ha richiesto a Terna di predisporre due ulteriori progetti pilota con l'obiettivo di valutare la possibilità di ampliare le risorse in grado di fornire il servizio di regolazione di tensione. Tali progetti pilota riguardano:

- la possibilità e le modalità con cui gli impianti per i quali non trova applicazione il regolamento (UE) 631/2016 della Commissione europea del 14 aprile 2016 (regolamento RfG - Requirements for Generators), selezionati tramite procedure concorsuali, si rendano disponibili a fornire risorse per la regolazione di tensione, previo opportuno adeguamento impiantistico, secondo l'effettiva necessità e quantità, nelle diverse aree della rete elettrica;
- la possibilità e le modalità per l'ottenimento, tramite procedure concorsuali, di ulteriori risorse per la regolazione della tensione, rese disponibili dalla generazione distribuita per il tramite delle imprese distributrici, secondo l'effettiva necessità e le quantità, nelle diverse aree della rete elettrica.

Innovazioni relative allo scambio dati tra Terna, le imprese di distribuzione di energia elettrica e i Significant Grid User

Alla fine del 2018 l'Autorità ha avviato¹³ l'implementazione della regolazione dello scambio dati tra Terna, le imprese di distribuzione di energia elettrica (DSO) e i *Significant Grid User* (SGU)¹⁴, ai fini dell'esercizio in sicurezza del sistema elettrico nazionale in ottemperanza a quanto previsto in materia dal regolamento (UE) 1485/2017 della Commissione europea del 2 agosto 2017 (SO GL - *System Operation Guidelines*) e tenendo conto dell'esperienza maturata nell'ambito della sperimentazione avviata nel dicembre 2015¹⁵.

Il regolamento SO GL, agli artt. da 40 a 53, definisce disposizioni concernenti lo scambio dei dati tra TSO (Terna in Italia), i DSO e gli SGU, ai fini della gestione in sicurezza del sistema di trasmissione dell'energia elettrica. In particolare, a livello nazionale, ciascun TSO, deve determinare, in coordinamento con i DSO e gli SGU, l'applicabilità e la portata dello scambio di dati, distinguendo tra dati strutturali, dati di programmazione e previsione e dati in tempo reale; inoltre il TSO deve concordare con i DSO le modalità procedurali di tale scambio, definendo processi efficaci, efficienti e proporzionati per effettuare e gestire gli scambi di dati tra di loro, ivi inclusa, laddove necessario per gestire in modo efficiente la rete, la comunicazione dei dati relativi ai sistemi di distribuzione e agli SGU e deve procedere con l'implementazione effettiva dello scambio dati.

Tali dati sono necessari sia per il TSO sia per i DSO in quanto possono arrecare benefici in termini: di sicurezza del sistema elettrico nazionale, di riduzione dei costi di approvvigionamento delle risorse per l'erogazione dei servizi di dispacciamento, di evoluzione delle logiche di gestione delle reti di distribuzione.

A tal fine, l'Autorità ha già indicato che lo scambio dati debba avvenire mediante soluzioni in grado di minimizzare il rapporto costi/benefici¹⁶ e che:

- Terna avvii una o più consultazioni finalizzate alla definizione del perimetro e delle modalità dello scambio dati, della tipologia e del contenuto dettagliato dei dati oggetto di scambio, nonché della marcatura temporale e della frequenza di comunicazione degli stessi. Tali attività devono essere svolte in coordinamento con le imprese distributrici;
- l'Autorità stessa predisponga uno o più documenti per la consultazione finalizzati all'individuazione delle soluzioni tecnologiche più opportune per la raccolta e il trasferimento dei dati e alla definizione delle

¹² Delibera 26 luglio 2018, 402/2018/R/eel.

¹³ Delibera 5 dicembre 2018, 628/2018/R/eel.

¹⁴ Gli SGU sono gli utenti significativi per la sicurezza del sistema elettrico.

¹⁵ Delibera 22 dicembre 2015, 646/2015/R/eel.

¹⁶ Utilizzando per esempio, ove possibile, strumenti esistenti per l'acquisizione, la raccolta e il trasferimento dei dati necessari e piattaforme centralizzate e sistemi in cloud che mettano tali dati a disposizione dei soggetti autorizzati a riceverli.

responsabilità dello sviluppo e manutenzione delle predette soluzioni, nonché alla definizione delle modalità e delle tempistiche per l'eventuale adeguamento dei SGU esistenti e per la copertura dei costi.

Implementazione del regolamento europeo RfG in Italia

Nel corso del 2016, la Commissione europea ha adottato, sulla base di quanto disposto dal regolamento (UE) 714/2009¹⁷, il regolamento (UE) 631/2016 (regolamento RfG - *Requirements for Generators*). Il regolamento RfG è entrato in vigore il 17 maggio 2016 e trova applicazione nei paesi membri dal 27 aprile 2019. Tale regolamento istituisce un codice di rete relativo ai requisiti per la connessione al sistema interconnesso degli impianti di generazione di energia elettrica (gruppi di generazione sincroni, parchi di generazione e parchi di generazione *off-shore*). Il regolamento stabilisce, inoltre, obblighi intesi a permettere che i gestori di sistema utilizzino in modo appropriato le capacità degli impianti di generazione di energia elettrica, su base trasparente e non discriminatoria, al fine di garantire condizioni di parità in tutta l'Unione europea e a tal fine individua i requisiti tecnici dei gruppi di generazione significativi (con valore di potenza massima uguale o maggiore a 0,8 kW) differenziandoli sulla base di quattro macrocategorie, denominate tipo A, tipo B, tipo C e tipo D, e delega a ciascuna Autorità di regolazione nazionale, su proposta del relativo *Transmission System Operator* (TSO), la definizione delle soglie di potenza massima per la classificazione dei gruppi di generazione significativi nelle predette quattro macrocategorie.

Il regolamento RfG si applica ai "nuovi" gruppi di generazione, cioè ai gruppi di generazione connessi alla rete elettrica successivamente alla data del 17 maggio 2016 ovvero ai generatori connessi successivamente alla predetta data per i quali il relativo titolare non ha concluso un contratto finale e vincolante per l'acquisto dei macchinari di generazione principali entro il 17 maggio 2018 e non ha comunicato la conclusione del contratto al pertinente gestore di sistema e al pertinente TSO entro il 17 novembre 2018 (generatori esistenti)¹⁸.

Affinché il regolamento potesse essere pienamente implementato in Italia a decorrere dalla data prevista, è stato necessario aggiornare la regolazione vigente, con particolare riferimento alle condizioni tecniche per la connessione, che rappresentano la tematica essenziale. In particolare, è stato necessario aggiornare il *Testo integrato connessioni attive* (TICA¹⁹), nonché il Codice di rete di Terna e alcune norme elettrotecniche²⁰.

¹⁷ Il regolamento (UE) 714/2009 stabilisce norme non discriminatorie che disciplinano l'accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica al fine di garantire il buon funzionamento del mercato interno dell'energia elettrica. Il medesimo regolamento (UE) 714/2009, tra l'altro, evidenzia che, per garantire la sicurezza del sistema di trasmissione interconnesso, è fondamentale stabilire un'interpretazione comune dei requisiti applicabili ai connettenti (sia riferiti a impianti di produzione che a unità di consumo). Tali requisiti, che contribuiscono a mantenere, preservare e ripristinare la sicurezza del sistema al fine di facilitare il buon funzionamento del mercato interno dell'energia elettrica all'interno delle aree sincrone e tra di esse, nonché a conseguire l'efficienza in termini di costi, dovrebbero essere considerati questioni transfrontaliere relative alla rete e questioni relative all'integrazione del mercato. Da ciò deriva l'opportunità di definire norme armonizzate sulla connessione alla rete allo scopo di stabilire un quadro giuridico chiaro, agevolare gli scambi di energia elettrica sul territorio dell'Unione europea, garantire la sicurezza del sistema, facilitare l'integrazione delle energie rinnovabili, incentivare la concorrenza e consentire un uso più efficiente della rete e delle risorse, a vantaggio dei consumatori.

¹⁸ Per maggiori dettagli sulle definizioni di generatori "nuovi" ed "esistenti" si vedano i paragrafi 3 e 4 del regolamento RfG. Si evidenzia che, come condiviso nell'ambito del tavolo tecnico delle Autorità di regolazione europee competente per le valutazioni sull'implementazione del regolamento RfG, la scadenza del 17 novembre 2018 entro cui trasmettere i contratti al pertinente gestore di sistema e a Terna è da considerarsi non vincolante. Rimane, invece, vincolante, per la classificazione come impianto esistente ai fini dell'applicazione del regolamento RfG, la scadenza del 17 maggio 2018 entro la quale occorre aver perfezionato il contratto finale e vincolante per l'acquisto dei macchinari di generazione principali.

¹⁹ Allegato A alla delibera 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08.

²⁰ In dettaglio, la Norma CEI 0-16 e la Norma CEI 0-21 nelle parti che riguardano le condizioni tecniche per la connessione.

A luglio 2018 l'Autorità ha verificato, con esito positivo²¹, le modifiche al Codice di rete proposte da Terna e volte a implementare quanto previsto dal regolamento RfG, chiarendo l'ambito di applicazione delle prescrizioni introdotte dal regolamento medesimo sia in relazione ai "nuovi" gruppi di generazione sia in relazione ai gruppi di generazione "esistenti" che sono oggetto di modifiche significative, ovvero rifacimenti parziali o totali. A tal fine l'Autorità ha approvato le soglie di classificazione dei gruppi di generazione significativi proposte da Terna²², ha previsto che gli impianti di produzione di energia elettrica già in esercizio a luglio 2018 siano classificati tra gli impianti esistenti ai sensi e per gli effetti del regolamento RfG, senza effettuare ulteriori verifiche, e ha rinviato a un successivo provvedimento la tematica relativa allo scambio di informazioni tra l'impianto di produzione e Terna, considerando anche la necessità di coordinare tali previsioni con quelle del regolamento (UE) 1485/2017 del 2 agosto 2017 che stabilisce orientamenti in materia di gestione del sistema di trasmissione (regolamento SOGL - *System Operation Guideline*).

Regolamentazione della sicurezza e affidabilità delle reti

Nel corso del 2018 sono state svolte le consuete attività di valutazione degli impianti di generazione essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, secondo le disposizioni relative ai diversi regimi previsti, ovvero:

- regime ordinario e regime di reintegrazione dei costi, ex artt. 64 e 65 della delibera 111/06;
- regime alternativo, ex art. 65-bis della delibera 111/06;
- regime di reintegrazione dei costi ex art. 23, comma 3-bis, del decreto legge n. 91/14

Gli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico sono le strutture tecnicamente e strutturalmente indispensabili alla risoluzione di congestioni di rete o al mantenimento di adeguati livelli di sicurezza del sistema elettrico nazionale, per significativi periodi di tempo. Questi impianti vengono sostanzialmente remunerati tramite il regime ordinario (cioè attraverso il sistema tariffario), oppure tramite la reintegrazione dei costi variabili (in questo caso l'impresa proprietaria dell'impianto può anche richiedere un acconto)²³. Per una descrizione dettagliata si veda il *Rapporto annuale 2018*.

Regolamentazione della qualità tecnica dei servizi

Resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica

L'incremento della resilienza delle reti elettriche ha il fine di aumentare le possibilità di fronteggiare eventi meteorologici severi ed estesi. La resilienza delle reti elettriche è rappresentabile attraverso due caratteristiche tra loro complementari: la capacità del sistema di resistere alle sollecitazioni meccaniche, strettamente dipendente dai limiti di progetto e dal tipo di avversità meteorologica (cosiddetta tenuta alle

²¹ Delibere 13 luglio 2018, 384/2018/R/eel e 20 novembre 2018, 592/2018/R/eel.

²² Sulla base del recepimento del regolamento RfG in Italia a seguito dell'approvazione della delibera 592/2018/R/eel, i gruppi di generazione significativi sono classificati nelle seguenti tipologie:

- un gruppo di generazione è di tipo A se il punto di connessione è a un livello di tensione minore di 110 kV e il valore della potenza massima è uguale o maggiore a 0,8 kW e minore o uguale a 11,08 kW;
- un gruppo di generazione è di tipo B se il punto di connessione è a un livello di tensione minore di 110 kV e il valore della potenza massima è maggiore di 11,08 kW e minore o uguale a 6 MW;
- un gruppo di generazione è di tipo C se il punto di connessione è a un livello di tensione minore di 110 kV e il valore della potenza massima è maggiore di 6 MW e minore di 10 MW;
- un gruppo di generazione è di tipo D se il punto di connessione è a un livello di tensione minore di 110 kV e il valore della potenza massima è uguale o maggiore a 10 MW, oppure se il punto di connessione è a un livello di tensione maggiore o uguale a 110 kV indipendentemente dal valore della potenza massima.

²³ Entrambi i regimi sono previsti dagli articoli 64 e 65 della delibera 9 giugno 2006, 111/06.

sollecitazioni), e la capacità del sistema elettrico di riportarsi, dopo l'accadimento delle interruzioni, in uno stato di funzionamento accettabile, anche con interventi provvisori (cosiddetto ripristino). In esito a consultazione svolta sulla materia²⁴, nel gennaio 2018 sono state approvate²⁵ le *Direttive per l'integrazione di sezioni relative alla resilienza del sistema elettrico nei piani di sviluppo delle imprese distributrici*. Tali direttive, riguardanti gli obblighi di pubblicazione e aggiornamento dei Piani per la resilienza (che sono una sezione dei Piani di sviluppo), mirano all'incentivazione reputazionale delle imprese distributrici, sono focalizzate sulla tenuta delle reti alle sollecitazioni meccaniche e pongono anche le basi per il futuro sviluppo della regolazione riguardante l'incentivazione economica, mirata a incrementare anche l'efficacia nel ripristino della fornitura.

Le principali imprese distributrici sono tenute a predisporre annualmente il proprio piano per la resilienza, che deve soddisfare i seguenti requisiti:

- avere un orizzonte almeno triennale;
- essere elaborato in modo coordinato con Terna e con le imprese distributrici interconnesse e sottese;
- includere gli interventi per contenere il rischio di disalimentazione a fronte dei principali fattori di rischio che possono avere impatto sulla propria rete di distribuzione;
- essere corredato di dati sui costi e benefici relativi agli interventi;
- essere inviato all'Autorità e pubblicato.

Per "principali imprese distributrici" si intendono, dal 2018 le imprese distributrici con più di 300.000 utenti e, dal 2019, le imprese distributrici soggette all'obbligo di pubblicazione del proprio piano di sviluppo ai sensi del TICA, in sostanza quelle con più di 100.000 utenti.

L'apposita sezione del Piano di sviluppo della rete di distribuzione dedicata all'incremento della resilienza, corredata di specifiche informazioni su ciascun intervento o raggruppamento di interventi, deve essere pubblicata sul sito internet di ciascuna principale impresa distributtrice entro il 30 giugno di ciascun anno (con aggiornamento sull'avanzamento dei progetti per la resilienza al 31 dicembre dell'anno precedente).

A seguito dell'esame delle Sezioni Resilienza dei Piani di sviluppo 2018-2020 e dei dati pertinenti, l'Autorità ha posto in consultazione²⁶ i propri orientamenti finali in materia di incentivazione degli interventi finalizzati all'incremento della tenuta alle sollecitazioni delle reti di distribuzione delle principali imprese distributrici. Le principali tematiche poste in consultazione hanno riguardato:

- la definizione dell'ambito degli interventi, che deve avvenire secondo una logica di priorità e selettività in base a un indice di rischio (IRI) che tiene conto sia della probabilità di accadimento di guasti dovuti a eventi estremi (cosiddetti fattori critici di rischio: formazione del manicotto di ghiaccio su cavi aerei in conduttori nudi, allagamenti delle cabine della distribuzione, effetti delle ondate di calore sulle reti interrante, ecc.), sia della magnitudo dell'impatto misurata in numero di utenti che verrebbero disalimentati a fronte di un evento estremo;
- l'orizzonte di incentivazione, che deve tener conto della fattibilità operativa ed economica delle imprese distributrici;
- la definizione dei premi e delle penalità, in relazione alla data di inizio e fine degli interventi, definiti dalle medesime imprese distributrici in una logica di responsabilità.

²⁴ Documento per la consultazione 21 settembre 2017, 645/2017/R/eel (si veda l'*Annual Report* dello scorso anno).

²⁵ Delibera 25 gennaio 2018, 31/2018/R/eel.

²⁶ Documento per la consultazione 20 settembre 2018, 460/2018/R/eel.

In esito alla consultazione, è stata approvata²⁷ l' "Incentivazione economica degli interventi di incremento della resilienza delle reti di distribuzione dell'energia elettrica" che promuove la realizzazione di interventi mirati a incrementare la tenuta delle reti di distribuzione dell'energia elettrica alle sollecitazioni causate dai suddetti fattori critici di rischio. In particolare, gli elementi essenziali del provvedimento si riferiscono:

- *al meccanismo di selezione degli interventi.* Gli interventi devono essere selezionati in via autonoma dalle imprese distributrici sulla base di criteri fissati dall'Autorità²⁸ e di metodologie di analisi del rischio sviluppate dalle imprese distributrici; la selezione degli interventi, come già detto, deve avvenire secondo una logica di priorità e selettività in base a un indice di rischio (IRI);
- *agli interventi oggetto di premi/penalità.* Sono oggetto di premio gli interventi, selezionati dalle imprese, con tempo di ritorno (inverso della probabilità annua che si verifichi un disservizio per uno specifico fattore critico di rischio) ante-intervento inferiore a 50 anni e con beneficio netto positivo; sono oggetto di penalità gli interventi, selezionati dalle imprese, con tempo di ritorno ante-intervento inferiore a 50 anni, indipendentemente dai valori di costo e beneficio; sono esclusi dal meccanismo premi/penalità gli interventi con tempo di ritorno ante-intervento superiore a 50 anni e quelli relativi a sistemi di protezione e automazione;
- *al periodo di incentivazione.* Sono premiabili/penalizzabili gli interventi, iniziati dal 2017 in poi, che si concludono dal 2019 al 2024;
- *al dimensionamento del premio e della penalità.* Il premio per un intervento è pari al 20% del suo beneficio netto se concluso senza ritardi rispetto alla data di completamento indicata dalla principale impresa distributtrice in occasione del primo inserimento a piano dell'intervento (data di completamento originaria); il premio è dimezzato se l'intervento viene completato con un semestre di ritardo rispetto alla data di completamento originaria; la penalità per un intervento è pari al 10% del suo costo se concluso con un ritardo di due semestri rispetto alla data di completamento originaria, pari al 25% se il ritardo è di 3 o più semestri. In quest'ultimo caso l'impresa è tenuta a predisporre una relazione dettagliata sulle cause del ritardo e sugli eventuali extra costi, e inviarla all'Autorità e al Ministero per lo sviluppo economico e pubblicarla sul proprio sito internet.

Ammodernamento delle colonne montanti vetuste

Le colonne montanti costituiscono la porzione terminale della rete di distribuzione di energia elettrica, situata all'interno degli edifici, che consente di raggiungere i misuratori collocati presso le singole unità abitative, con uno sviluppo tipicamente (ma non unicamente) verticale. L'invecchiamento delle colonne montanti pone alcune rilevanti questioni:

- da un lato, rischi crescenti all'esercizio della rete di distribuzione in condizioni di sicurezza per il progressivo degrado delle infrastrutture elettriche; rischi derivanti dal fatto che tali impianti sono stati progettati sulla base di coefficienti di utilizzo contemporaneo stimati in condizioni di carico elettrico molto diverse da quelle attuali; rischi di non poter far fronte agli aumenti di potenza richiesti dai consumatori;
- dall'altro, l'obbligo per l'impresa distributtrice di mantenere in efficienza gli impianti di proprietà, garantendone al contempo l'esercizio in condizioni di sicurezza.

Le attività di ammodernamento delle colonne montanti più vetuste sono spesso ostacolate dalle difficoltà, per le imprese distributrici, a ottenere le autorizzazioni all'esecuzione dei lavori nelle proprietà condominiali.

Al fine di superare dette criticità, l'Autorità ha delineato²⁹ un meccanismo incentivante finalizzato a favorire intese tra le imprese distributrici e i condomini aventi l'obiettivo di facilitare l'individuazione del soggetto

²⁷ Delibera 18 dicembre 2018, 668/2018/R/ee, che ha aggiornato il TIQE.

²⁸ Delibera 668/2018/R/eel.

²⁹ Documento per la consultazione 14 giugno 2018, 331/2018/R/eel.

(impresa distributrice o condominio) responsabile dell'effettuazione delle opere di ammodernamento, anche attraverso l'opportunità di socializzare in tariffa i costi delle opere edili (e anche elettriche, in caso di contestuale centralizzazione dei contatori) entro limiti massimi di costo stabiliti dall'Autorità.

Qualità della distribuzione dell'energia elettrica: durata e numero di interruzioni

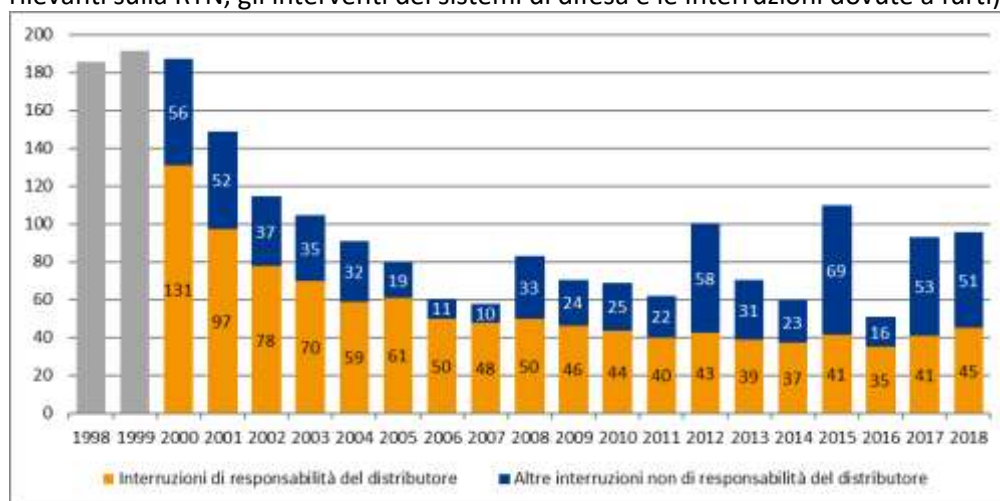
Nel 2018 si conferma il peggioramento della durata e del numero delle interruzioni rispetto al 2016, già registrato nel 2017. Tale peggioramento è dovuto principalmente alle interruzioni avvenute tra la fine di ottobre e l'inizio di novembre del 2018 in conseguenza di condizioni metereologiche eccezionali nelle regioni del Nord-Est³⁰. Il 2018 evidenzia similitudini, in termini di continuità del servizio, con gli anni 2012, 2015 e 2017, nei quali l'impatto di eventi metereologici eccezionali ha contribuito in modo consistente all'aumento della durata e del numero delle interruzioni.

Analizzando in dettaglio gli indicatori relativi al 2018, la durata delle interruzioni senza preavviso di responsabilità delle imprese distributrici si attesta a 45 minuti a livello nazionale (Figura 3.1) e il numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi³¹ di responsabilità delle imprese distributrici si attesta a 3,38 interruzioni per cliente in bassa tensione su base nazionale (Figura 3.2). Nel calcolo di tali valori sono escluse:

- le interruzioni originatesi sulla rete di trasmissione nazionale e sulla rete di distribuzione in alta tensione;
- le interruzioni eccezionali avvenute in periodi di condizioni perturbate³²;
- le interruzioni dovute a eventi eccezionali, ad atti di autorità pubblica e a furti.

Figura 3.1 Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione

Minuti persi per cliente all'anno^(A); riferita a e-distribuzione e ad altre imprese distributrici (esclusi gli incidenti rilevanti sulla RTN, gli interventi dei sistemi di difesa e le interruzioni dovute a furti)



(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2018 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte ARERA. Elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

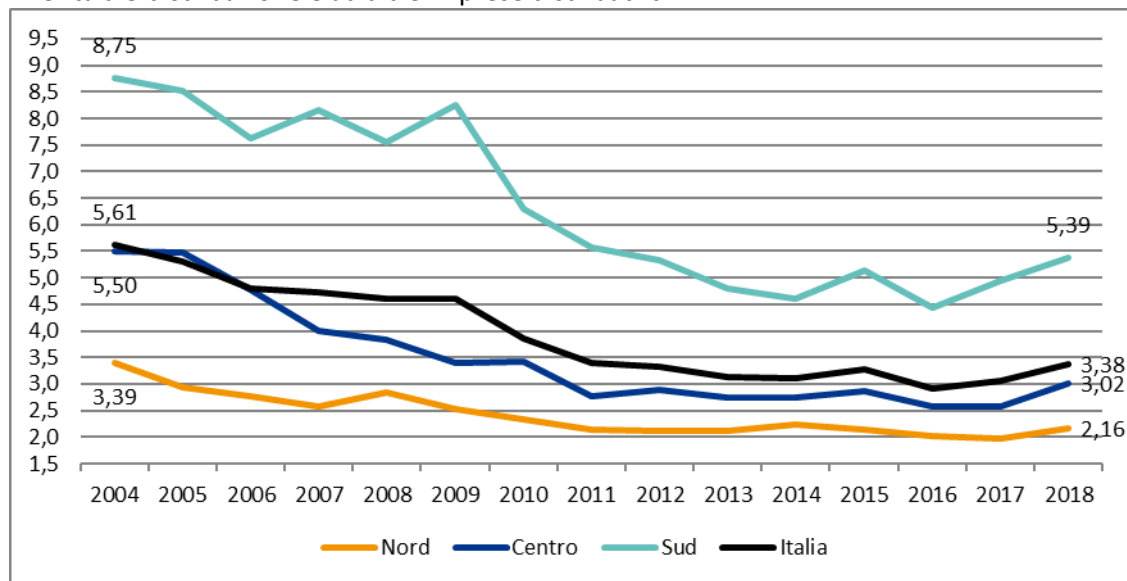
³⁰ Lombardia, Veneto, Trentino-Alto Adige e Friuli-Venezia Giulia.

³¹ Interruzioni con durata compresa tra un secondo e tre minuti.

³² Identificate in base a metodo statistico.

Figura 3.2 Numero medio annuo di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici

Riferita a e-distribuzione e ad altre imprese distributrici^(A)



(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2018 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

Tempi di connessione alle reti

Il *Testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura (TIQE)*³³ attualmente in vigore per il periodo di regolazione 2016-2023, fissa standard specifici per le connessioni con le reti di distribuzione dell'energia elettrica in MT e BT. In particolare, la disciplina prevede:

- un tempo massimo di preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete BT pari a 20 giorni lavorativi e sulla rete MT pari a 40 giorni lavorativi;
- un tempo massimo di esecuzione di lavori semplici pari a 15 giorni lavorativi per la rete BT e 30 giorni lavorativi per la rete MT;
- un tempo massimo di attivazione della fornitura pari a 5 giorni lavorativi;
- un tempo massimo di disattivazione della fornitura su richiesta del cliente finale pari a 5 giorni lavorativi per la rete BT e 7 giorni lavorativi per la rete MT;
- un tempo massimo di riattivazione della fornitura in seguito a sospensione per morosità pari a 1 giorno feriale.

Di seguito sono riportati i dati relativi alle connessioni degli utenti attivi e passivi. Le "connessioni attive" sono quelle richieste dagli impianti di produzione di energia elettrica alla rete di trasmissione o alle reti di distribuzione, principalmente per consentire a tali impianti di immettere energia nel sistema elettrico. Le "connessioni passive", invece, sono quelle richieste da clienti finali alle reti di trasmissione o di distribuzione per permettere i prelievi di energia dal sistema elettrico.

³³ Approvato con la delibera 22 dicembre 2015, 646/2015/R/eel.

I dati relativi alla connessione degli utenti attivi con la rete di trasmissione, riportati in queste pagine, si riferiscono alle attività che sono state svolte da Terna, mentre i dati relativi alle connessioni degli utenti attivi con le reti di distribuzione si riferiscono esclusivamente alle attività che sono state svolte dalle imprese distributrici con più di 100.000 clienti³⁴. Le cifre relative alle connessioni degli utenti passivi, infine, sono state raccolte da Terna e dalle imprese di distribuzione nell'ambito della consueta Indagine sui settori regolati, svolta annualmente dall'Autorità.

Nell'anno 2018 Terna ha ricevuto 348 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica, corrispondenti a una potenza totale di circa 19 GWe, a fronte di tali richieste, ha messo a disposizione 249 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di quasi 14 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo (al netto delle interruzioni consentite) pari a 26 giorni lavorativi. Nel 2018, infine, sono stati accettati 103 preventivi di quelli messi a disposizione, corrispondenti a una potenza totale di circa 6 GW. Per tre preventivi, corrispondenti a quasi 50 MW, è stata presentata la richiesta di messa a disposizione delle Soluzioni tecniche minime di dettaglio (STMD), che sono state rilasciate e accettate in tutti e tre i casi. Per nessuna delle tre STMD la connessione risulta realizzata alla data del 31 dicembre 2018.

Con riferimento alla connessione degli impianti di produzione di energia elettrica alle reti di distribuzione, nel 2018 le imprese distributrici hanno ricevuto poco più di 61.700 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da connettere alle reti di bassa e media tensione, corrispondenti a una potenza totale di circa 5 GW. In relazione a tali richieste, nel 2018 le imprese distributrici hanno messo a disposizione quasi 56.000 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di circa 3,7 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 16 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste fino a 100 kW;
- 34 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 100 kW e fino a 1.000 kW;
- 49 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 1.000 kW.

Nell'ambito dei preventivi messi a disposizione, poco più di 52.000 sono stati accettati nell'anno, corrispondenti a una potenza totale di circa 2,9 GW. Inoltre, nel 2018, in relazione alle richieste pervenute nel medesimo anno, sono state realizzate circa 37.300 connessioni, corrispondenti a circa 1 GWh, con tempi medi per la realizzazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 12 giorni lavorativi, nel caso di lavori semplici³⁵,
- 53 giorni lavorativi, nel caso di lavori complessi³⁶,

mentre i tempi medi per l'attivazione delle connessioni, al netto delle interruzioni consentite, sono risultati pari a otto giorni lavorativi.

Nell'anno 2018 l'unica impresa distributtrice che ha ricevuto richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da connettere alle reti di alta tensione è stata e-distribuzione con 74 richieste di connessione, corrispondenti a una potenza totale di quasi 1,5 GW; sempre e-distribuzione nello stesso anno ha messo a disposizione 31 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di quasi 800 MW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 53 giorni lavorativi. Tra i preventivi messi a disposizione, 16 di essi, corrispondenti a una potenza di poco meno di

³⁴ Tutte le imprese distributrici con più di 100.000 clienti (AcegasApsAmga, Areti, Deval, E-distribuzione, Edyna, Inrete, Ireti, Megareti, Set Distribuzione e Unareti), alla data del 20 aprile 2018 hanno inviato all'Autorità le informazioni, per l'anno 2017, relative alle connessioni degli impianti di produzione di energia elettrica.

³⁵ I lavori semplici sono la realizzazione, la modifica o la sostituzione a regola d'arte dell'impianto del gestore di rete eseguite con un intervento limitato alla presa ed eventualmente al gruppo di misura.

³⁶ I lavori complessi sono la realizzazione, la modifica o la sostituzione a regola d'arte dell'impianto del gestore di rete in tutti i casi non compresi nella definizione di lavori semplici.

400 MW, sono stati accettati nell'anno 2018; per nessuno di questi è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della STMD. Pertanto, nel 2018 (come già nel 2017) non è stata effettuata alcuna connessione alle reti in alta tensione di impianti di produzione di energia elettrica che hanno presentato richiesta nel medesimo anno.

Per quanto riguarda le connessioni degli utenti passivi, nel 2018 (Tavola 3.1), sulla base di stime preliminari, i dati raccolti mostrano che sono state effettuate quasi 231.000 allacciamenti alle reti di distribuzione, quasi tutte in bassa tensione. Per il 75% di esse la fornitura è stata attivata nel corso dell'anno. Il tempo medio per allacciare i clienti è risultato pari a 5,7 giorni lavorativi. In particolare, il tempo medio per la realizzazione delle connessioni in bassa tensione è risultato pari a 4,6 giorni lavorativi, mentre più lungo e pari a 9,6 giorni lavorativi è il tempo mediamente impiegato per ottenere una connessione in media tensione. Rispetto al 2017 i dati evidenziano un minor numero di richieste (lo scorso anno furono 245.368, cioè il 6,2% in più) e una netta riduzione dei tempi di allacciamento: nel 2017 per ottenere una connessione passiva sulla rete in bassa o in media tensione erano necessari mediamente 9 giorni lavorativi, mentre nel 2018 si è registrato un accorciamento di 3,3 giorni lavorativi, il 37% in meno. Occorre sempre precisare, comunque, che i giorni indicati non includono il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni e quello necessario per gli eventuali adempimenti a carico del cliente finale. Ciascun distributore ha effettuato, in media, 1.734 connessioni nel corso dell'anno. Se escludiamo dal calcolo gli operatori che non hanno effettuato nemmeno una connessione (39 soggetti), risulta che il numero di connessioni mediamente effettuate da ciascun distributore nell'anno è pari a 2.995.

Nel 2018 Terna ha connesso in alta e altissima tensione un nuovo cliente passivo. Il tempo medio per l'allacciamento (sempre escludendo quello trascorso per ottenere eventuali atti autorizzativi e quello necessario per gli eventuali adempimenti a carico del cliente finale) è stato di 123 giorni lavorativi; quello per gli adempimenti a carico del cliente finale è stato di 80 giorni lavorativi.

Tavola 3.1 Numero di connessioni di utenti passivi con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento

| LIVELLO DI TENSIONE | NUMERO CONNESSIONI | | TEMPO MEDIO (GIORNI LAVORATIVI) ^(A) | |
|---------------------|--------------------|----------------|---|------------|
| | 2017 | 2018 | 2017 | 2018 |
| Bassa tensione | 244.094 | 229.331 | 6,8 | 4,6 |
| Media tensione | 1.274 | 1.290 | 17,3 | 9,6 |
| TOTALE | 245.368 | 230.621 | 9,0 | 5,7 |

(A) Valore calcolato al netto degli operatori che non hanno effettuato connessioni, escludendo il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni e/o per gli eventuali adempimenti a carico del cliente finale.

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Misure di salvaguardia del sistema elettrico

Circa le misure di salvaguardia del sistema elettrico si rimanda a quanto indicato nel paragrafo relativo alla sicurezza e all'affidabilità delle reti.

3.1.3 Tariffe per la connessione e per l'accesso alle reti

Regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura

Come già riportato nelle precedenti edizioni del *Rapporto Annuale*, l'Autorità nel 2015 ha definito³⁷ la regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, di distribuzione e di misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023, approvando, oltre al Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica (TIT – Allegato A) anche il Testo integrato misura elettrica (TIME) e il Testo integrato delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione (TIC – Allegato C), con efficacia dall'1 gennaio 2016.

La durata del periodo regolatorio è stata articolata in due sotto periodi, ciascuno di durata quadriennale (NPR1: 2016-2019 e NPR2: 2020-2023). Durante l'NPR1, sono stati applicati schemi di regolazione incentivante per il riconoscimento dei costi operativi e di schemi di regolazione del tipo *rate-of-return* per i costi di capitale, in sostanziale continuità metodologica con i criteri adottati nel precedente periodo di regolazione. Inoltre, il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti è stato fissato pari a:

- 1,0% per il servizio di trasmissione;
- 1,9% per il servizio di distribuzione (inclusi i costi di commercializzazione del servizio);
- 1,0% per il servizio di misura.

Relativamente all'NPR2 era prevista l'adozione di un approccio complessivo della spesa (approccio c.d. *totex*), ovvero l'introduzione di un nuovo approccio di regolazione incentivante, basato sul controllo complessivo della spesa e sulla valutazione di *business plan* proposti dagli operatori di rete in relazione alla domanda prevista e alle esigenze di sviluppo del sistema (logica *forward-looking*) e agli *output* attesi in relazione ai servizi infrastrutturali regolati del settore elettrico (logica *output-based*). In tale ottica, l'Autorità ha illustrato nel 2017 i primi orientamenti per la definizione di un piano di attività per l'introduzione di tale nuovo approccio. Quest'ultimo, tuttavia, è stato rinviato. Di recente l'Autorità ha confermato³⁸ l'intenzione di adottare in maniera graduale l'approccio *totex*, introducendo a partire dall'NPR2 gli strumenti propedeutici necessari a un impianto regolatorio basato su logiche *forward looking* e *output-based*. In particolare, l'Autorità ha indicato l'intenzione di applicare dall'ultimo anno dell'NPR2 logiche di riconoscimento della spesa totale, in via sperimentale, nei confronti dell'impresa di trasmissione e di estendere poi l'applicazione, dal nuovo periodo di regolazione, alle imprese distributrici di energia elettrica di maggiore dimensione.

Tariffe per il servizio di trasmissione

L'Autorità ha determinato³⁹ le tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione dell'energia elettrica per l'anno 2019, approvando le proposte tariffarie presentate dal gestore del sistema di trasmissione, contenenti l'aggiornamento dei ricavi per la copertura dei costi per l'attività di trasmissione e lo svolgimento dell'attività di dispacciamento. L'Autorità ha riconosciuto la maggiorazione del tasso di remunerazione su 35 nuovi investimenti facenti parte della lista di opere di sviluppo della rete nazionale approvate nell'agosto 2017⁴⁰.

³⁷ Delibera 23 dicembre 2015, 654/2015/R/eel.

³⁸ Con la delibera 9 aprile 2019, 119/2019/R/eel.

³⁹ Con la delibera 670/2018/R/eel.

⁴⁰ Delibera 3 agosto 2017, 579/2017/R/eel.

Inoltre, sono stati riconosciuti gli incentivi relativi a 4 progetti ad alto rischio presentati ai sensi delle disposizioni del marzo 2018⁴¹.

Tariffe per il servizio di distribuzione e misura

Con riferimento ai servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, per il periodo 2016-2019 l'Autorità⁴², al fine di favorire le aggregazioni tra le imprese di distribuzione di piccole dimensioni, ha introdotto modalità differenziate di riconoscimento dei costi di capitale sulla base della numerosità dei punti di prelievo connessi alla rete delle imprese medesime.

Per le imprese con oltre 100.000 punti di prelievo, è prevista una stretta continuità metodologica con i criteri adottati nel periodo di regolazione 2012-2015, sia sotto il profilo della determinazione dei costi operativi sia sotto il profilo dei costi del capitale (regime di riconoscimento individuale degli investimenti).

Relativamente alle imprese distributrici che servono fino a 100.000 punti di prelievo è prevista invece l'applicazione di meccanismi di riconoscimento dei costi basati su criteri parametrici sia con riferimento al servizio di distribuzione che al servizio di misura. È peraltro previsto, in continuità con il precedente periodo di regolazione, il disaccoppiamento tra la tariffa unica applicata ai clienti finali ("tariffa obbligatoria") e le tariffe di riferimento definite per fissare i vincoli ai ricavi ammessi di ciascuna impresa distributtrice.

Coerentemente a tale quadro normativo, nel dicembre 2018 sono state approvate le tariffe obbligatorie relative al servizio di distribuzione e misura per l'anno 2019 per i clienti non domestici⁴³ e quelli domestici⁴⁴. Per le imprese che servono oltre 100.000 punti di prelievo, nel marzo 2018 sono state approvate⁴⁵ le tariffe di riferimento provvisorie per la determinazione dei ricavi relativi al 2018.

Per quanto riguarda le imprese che servono fino a 100.000 punti di prelievo, nell'aprile 2018 l'Autorità ha definito⁴⁶ i criteri di riconoscimento dei costi relativi ai servizi di distribuzione e di misura dell'energia. L'Autorità ha previsto che per le imprese che servono un numero di punti di prelievo compreso tra 25.000 e 100.000 si applichi il regime tariffario individuale, analogamente alle imprese di maggiore dimensione. Per le imprese che servono fino a 25.000 punti di prelievo, è previsto l'applicazione del regime tariffario individuale per gli anni 2016 e 2017 e l'introduzione del regime parametrico a partire dal 2018, con una prima revisione del meccanismo dopo i primi 3 anni di applicazione. Per il servizio di distribuzione è previsto inoltre che l'introduzione del regime parametrico sia accompagnata da un meccanismo di gradualità fino all'anno 2023.

Disposizioni tariffarie in materia di Sistemi di *smart metering* di seconda generazione 2G

Come già evidenziato nella passata edizione del *Rapporto Annuale*, l'Autorità ha individuato⁴⁷ i criteri per il riconoscimento dei costi di capitale dei sistemi di *smart metering* 2G, fondati su schemi di regolazione incentivante. Per il triennio 2017-2019 tali schemi sono applicati solo alle spese di capitale, mentre a partire dal 2020 il riconoscimento degli stessi costi sarà basato su un approccio fondato sulla spesa totale (*totex*).

⁴¹ Delibera 8 marzo 2018, 129/2018/R/eel.

⁴² Con la delibera 23 dicembre 2015, 654/2015/R/eel.

⁴³ Delibera 18 dicembre 2018, 671/2018/R/eel.

⁴⁴ Delibera 18 dicembre 2018, 673/2018/R/eel.

⁴⁵ Delibere del 29 marzo 2018, 175/2018/R/eel e 176/2018/R/eel.

⁴⁶ Delibera 11 aprile 2018, 237/2018/R/eel.

⁴⁷ Delibera 10 novembre 2016, 646/2016/R/eel.

Successivamente alla definizione dei criteri per il riconoscimento dei costi da parte dell’Autorità, la società e-distribuzione ha presentato il piano di messa in servizio dei sistemi di *smart metering* di seconda generazione (2G), a cui hanno fatto seguito le attività di consultazione pubblica, di valutazione del piano, del suo impatto tariffario e delle osservazioni emerse. A conclusione dell’istruttoria svolta, l’Autorità ha approvato⁴⁸ il piano predisposto da e-distribuzione per il quindicennio 2017-2031, fissandone la data di avvio al 1° gennaio 2017. La spesa di capitale complessiva prevista è risultata compatibile con la sostanziale invarianza delle tariffe del servizio di misura per i clienti finali.

Nell’agosto 2018 l’Autorità ha previsto⁴⁹ criteri di riconoscimento tariffario per i misuratori 2G installati dalle imprese che a partire dall’anno 2019 ancora non abbiano sottoposto all’Autorità un piano di installazione massiva di sistemi di *smart metering* di seconda generazione. Il provvedimento si è reso necessario in conseguenza della progressiva indisponibilità di misuratori di prima generazione che costringe gli operatori a installare misuratori di nuova generazione a causa di guasti o di nuove utenze.

Progressiva revisione delle tariffe domestiche

Nel *Rapporto Annuale* degli ultimi due anni sono state illustrate le fasi del processo⁵⁰ per il completamento della riforma tariffaria, volta a superare entro il 2018 la preesistente struttura tariffaria progressiva, seguendo il percorso di gradualità schematizzato nella tavola 3.2.

Tavola 3.2 Schema di gradualità per la riforma delle tariffe domestiche

| Opzione G2 | Dal 1° gennaio 2016 | Dal 1° gennaio 2017 | Dal 1° gennaio 2018 |
|--------------------|-------------------------|---|---|
| Servizi di rete | A progressività ridotta | Nuova struttura non progressiva | Nuova struttura non progressiva |
| Servizi di vendita | Uguale al 2015 | Nuova struttura non progressiva | Nuova struttura non progressiva |
| Oneri generali | Uguale al 2015 | Struttura transitoria | Nuova struttura non progressiva |
| Impegno di potenza | Disponibilità dati | Disponibilità dati Ridefinizione taglie Riduzione diritti fissi | Disponibilità dati Ridefinizione taglie Riduzione diritti fissi |

Fonte: ARERA. Documento per la consultazione 293/2015/R/eel.

All’approssimarsi del 2018, sulla base di esplicite risoluzioni parlamentari e richieste pervenute dal Governo, l’Autorità ha differito⁵¹ dal 1° gennaio 2018 al 1° gennaio 2019 il terzo passo del percorso triennale di graduale attuazione della riforma tariffaria. Tale differimento aveva la finalità di evitare che sui clienti domestici con bassi consumi annui si potessero cumulare gli incrementi di spesa legati, da un lato, al completamento della riforma tariffaria e, dall’altro, dalla revisione delle agevolazioni per le imprese energivore.

Tuttavia, nel corso del secondo semestre 2018 è risultato necessario attuare manovre straordinarie relative alle aliquote dei corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema, al fine di contrastare gli aumenti di spesa derivanti dallo scenario fortemente rialzista sui prezzi delle *commodity* energetiche registrato nei mesi precedenti.

Con l’approssimarsi dell’aggiornamento tariffario del 1° gennaio 2019, l’Autorità ha constatato che l’attuazione contemporanea sia del terzo passo della riforma tariffaria (eliminazione della progressività degli

⁴⁸ Delibera 222/2017/R/ eel.

⁴⁹ Delibera 2 agosto 2018, 419/2018/R/eel.

⁵⁰ Delibera 2 dicembre 2015, 582/2015/R/eel.

⁵¹ Delibera 14 dicembre 2017, 867/2017/R/eel.

oneri generali per i clienti domestici) sia dell'avvio del percorso di recupero degli oneri applicati in modo ridotto nel secondo semestre 2018 avrebbe di fatto indotto una impropria redistribuzione di gettiti tra due gruppi di clienti domestici: gli oneri avrebbero pesato maggiormente sui clienti con bassi consumi di energia rispetto agli altri clienti domestici, in modo non proporzionato rispetto alla distribuzione delle riduzioni di spesa godute nell'anno precedente.

Pertanto, per fare in modo che la fase di recupero degli oneri avvenisse con la medesima struttura tariffaria vigente nel secondo semestre 2018, l'Autorità ha ritenuto opportuno⁵² differire ulteriormente il completamento della riforma dei corrispettivi tariffari per gli utenti domestici prevedendo di mantenere, fino al 31 dicembre 2019, la struttura tariffaria a due scaglioni vigente nel 2018. Con il medesimo provvedimento, è stata estesa per un ulteriore anno l'applicabilità delle condizioni economiche dedicate ai clienti domestici che avessero in passato aderito alla sperimentazione tariffaria dedicata alle famiglie che utilizzano pompe di calore elettriche come unico sistema di riscaldamento della propria abitazione principale.

Facilitazioni per la variazione della potenza impegnata dai clienti domestici

Parallelamente all'entrata a regime della nuova struttura delle tariffe, sono stati attuati interventi per agevolare l'ottimizzazione della spesa per la fornitura di energia elettrica da parte dei clienti domestici. In particolare, grazie alla possibilità di richiedere livelli di graduazione della potenza più ravvicinati e alla riduzione dei costi associati alla variazione del livello di potenza, le famiglie hanno ora la possibilità di individuare il livello di potenza impegnata più rispondente alle proprie esigenze. Dopo i primi dodici mesi di applicazione delle agevolazioni sui costi, l'Autorità ha richiesto alle otto principali imprese di distribuzione (rappresentanti il 98% del totale dei clienti domestici italiani) di fornire dati di dettaglio relativi alle richieste di variazione di potenza ricevute tra l'1 aprile 2017 e il 31 marzo 2018.

Nel corso del periodo considerato, le richieste registrate sono state quasi 154.000 (con una media di circa 13.000 al mese), con un picco di 15.000 nel mese di gennaio 2018; tali operazioni riguardano circa 152.000 clienti, pari a circa 1 cliente ogni 200 clienti domestici serviti dalle medesime otto imprese; oltre 2.000 clienti hanno invece presentato due o più richieste. Rispetto al numero di analoghe richieste presentate prima dell'entrata in vigore delle agevolazioni, si registra un incremento medio del 4%, anche se tale valore risulta fortemente variabile da impresa a impresa.

Per quanto riguarda il segno e l'entità delle variazioni di potenza richieste, è innanzitutto importante rilevare la netta prevalenza degli aumenti rispetto alle riduzioni: 6 richieste su 7 sono per aumentare la potenza impegnata (Tavola 3.3). Analogo rapporto vale anche in termini di kW, poiché l'entità media di una riduzione è sostanzialmente pari a quella di un incremento (2 kW). Complessivamente, la potenza impegnata totale è cresciuta in dodici mesi di oltre 200 MW; si tratta di un incremento significativo rispetto alla situazione di partenza dei consumatori interessati (+41,8%), ma ancora impercettibile a livello nazionale, poiché pari a poco più dello 0,2% della potenza totale impegnata dal settore domestico italiano (93,3 GW). In merito all'entità delle singole variazioni di potenza richieste, è interessante osservare che pochissime sono state le richieste di riduzione di 0,5 kW (ad esempio per passare da 3 a 2,5 kW), mentre quasi la metà dei clienti ha richiesto di aumentare la propria potenza impegnata di 1,5 kW e più del 20% di 3 kW (tipicamente da 3 a 6 kW).

Considerato l'utilizzo ancora molto modesto delle opportunità offerte dalle facilitazioni suddette (introdotte l'1 aprile 2017), l'Autorità⁵³ ha ritenuto opportuno rinviarne la scadenza dal 31 marzo al 31 dicembre 2019.

⁵² Delibera 5 dicembre 2018, 626/2018/R/eel.

⁵³ Delibera 27 dicembre 2018, 671/2018/R/eel.

Tavola 3.3 Sintesi dei dati relativi al numero e all'entità totale delle variazioni di potenza impegnata registrate nei dodici mesi analizzati (1 aprile 2017-31 marzo 2018)

| VARIAZIONI | RICHIESTE PRESENTATE | | POTENZE IMPEGNATE (kW) | | |
|---------------|----------------------|-------------|------------------------|----------------|----------------|
| | NUMERO | QUOTA | PRIMA | DOPO | VARIAZIONE |
| Positive | 22.051 | 14% | 111.463 | 66.022 | -45.441 |
| Negative | 131.812 | 86% | 376.591 | 625.844 | 249.250 |
| TOTALE | 153.863 | 100% | 488.054 | 691.867 | 203.809 |

Fonte: ARERA.

Riforma degli oneri generali di sistema

Come descritto nel *Rapporto Annuale* dello scorso anno, l'Autorità, in esito ad apposito iter istruttorio, ha disposto⁵⁴ che a partire dall'1 gennaio 2018 le aliquote degli oneri generali da applicare a tutte le tipologie di clienti siano classificate in:

- oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili e alla cogenerazione, componente A_{SOS} .
- rimanenti oneri generali, componente A_{RIM} .

La componente tariffaria A_{SOS} viene applicata in maniera diversa a seconda che un cliente sia o meno incluso nelle imprese a forte consumo di energia elettrica. La componente A_{SOS} è costituita da diversi elementi, applicati in maniera distinta alle diverse classi di agevolazione:

- A_{3*SOS} , a copertura dei costi per il sostegno delle fonti rinnovabili e della cogenerazione CIP 6/92, con l'esclusione dell'incentivazione della produzione di energia elettrica ascrivibile a rifiuti non biodegradabili. È applicato in misura ridotta ai punti di prelievo nella titolarità di imprese a forte consumo di energia elettrica. Corrisponde approssimativamente alla componente A_3 applicata fino al 31 dicembre 2017; si differenzia da essa in quanto sono esclusi gli oneri relativi all'incentivazione della produzione di energia elettrica ascrivibile a rifiuti non biodegradabili, che invece erano inclusi nella componente tariffaria A_3 , e che sono confluiti nella componente tariffaria A_{RIM} ;
- A_{ESOS} , a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione in misura ridotta dell'elemento A_{3*SOS} . È applicato solo ai punti di prelievo che non sono nella titolarità di imprese a forte consumo di energia elettrica. Corrisponde alla componente tariffaria A_e applicata fino al 31 dicembre 2017.
- $A_{91/14SOS}$, per la riduzione dell'elemento A_{3*SOS} ai sensi delle disposizioni di cui al decreto legge 91/14. Tale elemento (negativo) è applicato ai punti di prelievo di media tensione e di bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW che non sono nella titolarità di imprese a forte consumo di energia elettrica.

La componente tariffaria A_{RIM} viene invece applicata in maniera indifferenziata rispetto alle classi di agevolazione. Anche la componente A_{RIM} è costituita da diversi elementi:

- A_{2RIM} , per la copertura dei costi connessi allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse e conseguenti. Corrisponde alla componente tariffaria A_2 applicata fino al 31 dicembre 2017;

⁵⁴ Delibere 28 giugno 2017, 481/2017/R/eel, e 27 dicembre 2017, 922/2017/R/eel.

- A_{3RIM} , per la copertura dei costi per l'incentivazione della produzione ascrivibile a rifiuti non biodegradabili. Corrisponde alla quota parte della componente A_3 applicata fino al 31 dicembre 2017 che non è rientrata nell'elemento A_{3*SOS} ;
- A_{4RIM} , per la copertura dei costi per la perequazione dei contributi sostitutivi del regime tariffario speciale riconosciuto a RFI (gruppo Ferrovie dello Stato). Corrisponde alla componente tariffaria A_4 applicata fino al 31 dicembre 2017;
- A_{5RIM} , per la copertura dei costi relativi all'attività di ricerca e sviluppo finalizzata all'innovazione tecnologica di interesse generale del sistema elettrico. Corrisponde alla componente tariffaria A_5 applicata fino al 31 dicembre 2017;
- A_{SRIM} , per la copertura degli oneri derivanti dall'adozione di misure di tutela tariffaria per i clienti del settore elettrico in stato di disagio. Corrisponde alla componente tariffaria A_5 applicata fino al 31 dicembre 2017;
- A_{UC4RIM} , per la copertura delle integrazioni alle imprese elettriche minori. Corrisponde alla componente tariffaria UC4 applicata fino al 31 dicembre 2017;
- A_{UC7RIM} , per la copertura degli oneri derivanti da misure e interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali. Corrisponde alla quota parte della componente UC7 relativa ai suddetti oneri applicata fino al 31 dicembre 2017;
- A_{SVRIM} , per la copertura degli oneri per il finanziamento di interventi a favore dello sviluppo tecnologico e industriale per l'efficienza energetica. Corrisponde alla quota parte della componente UC7 relativa ai suddetti oneri applicata fino al 31 dicembre 2017;
- A_{mctRIM} , per il finanziamento delle misure di compensazione territoriale. Corrisponde alla componente tariffaria MCT applicata fino al 31 dicembre 2017.

Per i clienti non domestici, dall'1 gennaio 2018 viene applicata la nuova struttura tariffaria trinomia (costituita da tre parti: una parte per eurocent/punto di prelievo/anno; una parte in eurocent/kW/anno; e una parte, "variabile", in eurocent/kWh) in ottemperanza a quanto previsto dall'articolo 3, comma 2, lettera b), del decreto legge 30 dicembre 2015, n. 210/2015, nonché in coerenza con la decisione C(2017) 3406 della Commissione europea. In relazione ai clienti domestici, invece, la riclassificazione degli oneri generali nei due raggruppamenti A_{SOS} e A_{RIM} non ha avuto effetti sostanziali, essendo rimasta invariata la struttura tariffaria applicata a tali utenze per gli oneri generali medesimi.

Stato dell'incentivazione alle fonti rinnovabili e assimilate

Nell'anno 2018 si è verificata una significativa riduzione degli oneri per l'incentivazione delle fonti assimilate e rinnovabili, finanziati con la componente A_3 , che sono diminuiti di circa 1 miliardo di euro rispetto all'anno precedente. A partire dal 2018 sul conto A_3 gravano anche gli oneri per l'agevolazione delle imprese a forte consumo di energia elettrica. La riforma degli oneri generali decorrente dall'1 gennaio 2018 prevede infatti che l'ex componente A_E (che finanzia le agevolazioni alle imprese energivore) venga sostituita dalle differenze nei livelli tariffari della componente A_{SOS} : da una parte l'elemento A_{3*SOS} viene applicato in misura scontata ai beneficiari delle agevolazioni, dall'altra tutti i consumatori non energivori (inclusi tutti i domestici), oltre a pagare la aliquota della A_{3*SOS} in misura piena, pagano anche la componente A_{ESOS} , a copertura degli sconti a favore dei consumatori energivori.

In seguito all'eliminazione della componente A_E , rimangono a carico del conto A_3 anche i disallineamenti registrati negli anni precedenti tra oneri per le agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica e il gettito della componente A_E . Ciò in particolare per l'anno 2016, durante il quale la componente A_E era stata annullata (nelle more della decisione della Commissione europea sugli aiuti di stato). Pertanto,

nel marzo 2018 l'elemento A_{ESOS} è stato adeguato⁵⁵ in aumento al fine di compensare entro la fine del 2019 i disallineamenti tra oneri e gettito di competenza registrati prima del 2018. Non sono ancora stati sanati i disallineamenti tra gli oneri di competenza 2018 e il gettito del medesimo elemento A_{ESOS} : le stime disponibili⁵⁶ confermano sostanzialmente il valore previsto pari a circa 1,7 miliardi di euro dal Ministero per lo sviluppo economico, a fronte di aliquote dell'elemento A_{ESOS} fissate con un obiettivo di gettito pari a 1,5 miliardi di euro⁵⁷.

Tavola 3.4 Dettaglio degli oneri in capo al conto A_3

Milioni di euro

| ONERI DI COMPETENZA | 2017 | | 2018 ^(A) | |
|--|---------------|---------------|---------------------|---------------|
| | VALORE | QUOTA | VALORE | QUOTA |
| Compravendita energia elettrica rinnovabile CIP6 | 231 | 1,85% | 100 | 0,86% |
| Ritiro certificati verdi | 137 | 1,09% | 106 | 0,91% |
| Conversione CV in incentivi | 3.217 | 25,73% | 3.006 | 25,89% |
| Fotovoltaico | 6.353 | 50,81% | 5.806 | 50,02% |
| Ritiro dedicato | 18 | 0,14% | 6 | 0,05% |
| Tariffa omnicomprensiva | 1.810 | 14,47% | 1.823 | 15,70% |
| Scambio sul posto | 139 | 1,12% | 93 | 0,80% |
| Incentivi amministrati FER | 394 | 3,15% | 462 | 3,98% |
| Altro | 1 | 0,01% | 24 | 0,21% |
| TOTALE RINNOVABILI | 12.301 | 98,37% | 11.425 | 98,42% |
| Compravendita energia elettrica assimilata CIP6 | 180 | 1,44% | 163 | 1,41% |
| Oneri CO ₂ assimilate | 24 | 0,19% | 20 | 0,17% |
| Copertura certificati verdi assimilate | 0 | 0,0% | 0 | 0,0% |
| Oneri derivanti dalla risoluzione CIP6 | 0 | 0,0% | 0 | 0,0% |
| TOTALE ASSIMILATE | 204 | 1,63% | 204 | 1,58% |
| TOTALE ONERI A_3 | 12.505 | 100% | 12.505 | 100% |

(A) Dati preconsuntivi.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati GSE.

Anche nel corso del 2018 il conto A_3 ha goduto di una buona situazione finanziaria, perché ha beneficiato delle modalità di pagamento stabilite dal GSE per gli incentivi che hanno sostituito i certificati verdi (incentivi ex CV)⁵⁸. In pratica, grazie a tali modalità di pagamento, l'esborso per il GSE avviene con circa quattro mesi di ritardo rispetto alla tempistica normalmente applicata dal medesimo GSE per il pagamento degli altri incentivi. Questa situazione è cambiata nel corso del corrente anno 2019, in quanto il GSE, anche in relazione ad alcuni ricorsi amministrativi in cui i giudici di primo grado ne hanno annullato gli atti in tema di tempistiche di pagamento degli incentivi ex CV, sta provvedendo ad allineare tali tempistiche a quelle applicate per gli altri incentivi.

La tavola 3.4 sintetizza gli oneri posti in capo al conto A_3 nel 2018 (dati di preconsuntivo) confrontati con quelli del 2017.

⁵⁵ Delibera 29 marzo 2018, 172/2018/R/com.

⁵⁶ Stime basate sui risultati della raccolta dati effettuata tramite il portale della Cassa dei Servizi Energetici e Ambientali dal 15 maggio al 9 luglio 2018.

⁵⁷ Delibera 28 dicembre 2017, 923/2017/R/com.

⁵⁸ Di cui all'articolo 24, comma 5, lettera b), del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 (come attuato dall'articolo 19 del decreto interministeriale 6 luglio 2012).

Agevolazioni per imprese a forte consumo di energia elettrica

Nel corso del 2018 sono state emanate disposizioni sia per il completamento delle attività legate al vecchio regime, basato su un sistema di rimborso delle agevolazioni *ex-post* da parte di CSEA, sia per l'avvio del nuovo sistema di agevolazioni⁵⁹, in cui alle imprese energivore viene applicato *ex-ante* un livello ridotto di oneri generali in coerenza con la nuova struttura tariffaria degli oneri stessi.

La tavola 3.5 riporta la stima dell'ammontare delle agevolazioni per imprese energivore di competenza degli anni 2014, 2015, 2016 e 2017 e della raccolta della componente A_E che finanzia tali agevolazioni.

Tavola 3.5 Stima^(A) delle agevolazioni per le imprese energivore di competenza 2014, 2015, 2016 e 2017 e contributo dei clienti non energivori alla raccolta della componente A_E

| | MILIONI DI EURO (COMPETENZA) | | | | ENERGIA (TWh/ANNO) | | | |
|--|------------------------------|---------------|---------------|---------------------|--------------------|--------------|--------------|---------------------|
| | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 ^(B) | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 ^(C) |
| AGEVOLAZIONI | | | | | | | | |
| Imprese energivore MT | -308,2 | -324,4 | -332,7 | -269,2 | 24,2 | 24,4 | 23,3 | n.d. |
| Imprese energivore AT/AAT | -288,9 | -292,4 | -315,9 | -255,1 | 27,8 | 28,1 | 27,1 | n.d. |
| TOTALE AGEVOLAZIONI | -597,1 | -616,9 | -648,6 | -524,2 | 52,1 | 52,5 | 50,3 | n.d. |
| CONTRIBUTO A_E (NON ENERGIVORI) | | | | | | | | |
| BT domestici | 201,5 | 168,6 | 0,0 | 143,0 | 58,8 | 59,9 | 58,0 | n.d. |
| BT non domestici | 297,4 | 261,3 | 0,0 | 18,9 | 63,6 | 67,9 | 67,3 | n.d. |
| IP (BT e MT) | 26,4 | 21,8 | 0,0 | 245,2 | 6,1 | 6,1 | 6,0 | n.d. |
| MT non energivori | 270,5 | 223,6 | 0,0 | 205,9 | 69,5 | 69,9 | 69,4 | n.d. |
| AT non energivori | 5,7 | 13,2 | 0,0 | 12,9 | 5,7 | 8,5 | 9,2 | n.d. |
| TOTALE CONTRIBUTO NON ENERGIVORI | 801,5 | 688,6 | 0,0 | 625,8 | 203,7 | 212,3 | 209,9 | n.d. |

(A) Dati possono essere soggetti a variazioni in esito ai controlli ancora in corso presso CSEA.

(B) Stima dell'Autorità su volumi anni precedenti.

(C) Non si dispone di dati ancora attendibili in relazione ai volumi energivori 2017.

Fonte: ARERA su dati CSEA.

Oneri connessi con le attività nucleari residue

Nel novembre 2017 la società Sogin ha trasmesso il nuovo programma a vita intera della commessa nucleare, ai fini della definizione, per il nuovo periodo regolatorio, dei Criteri di efficienza economica per il riconoscimento degli oneri conseguenti alle attività di smantellamento delle centrali nucleari dismesse. Con la medesima comunicazione Sogin ha richiesto l'estensione dell'applicazione dei Criteri di efficienza economica previsti per il secondo periodo regolatorio, terminato nel 2016 e prorogato nel 2017, anche all'anno 2018.

L'analisi del programma a vita intera presentato da Sogin ha fatto emergere alcuni aspetti, relativi ai tempi e ai costi previsti per la commessa nucleare, meritevoli di ulteriore approfondimento. È emerso inoltre che la fattibilità del programma dipende anche dalla risoluzione di alcune importanti criticità esogene, in primo luogo la realizzazione del Deposito nazionale per i rifiuti radioattivi, nonché l'adeguatezza delle risorse dell'Ispettorato per la sicurezza nucleare e la radioprotezione (ISIN).

Il programma a vita intera è stato sottoposto a una *peer review* internazionale nell'ambito dei servizi Artemis dell'Agenzia internazionale dell'energia atomica (IAEA) che, da una parte, ha riscontrato la conformità agli

⁵⁹ Delibera 28 dicembre 2017, 921/2017/R/eel.

standard internazionali, sia per la cura e la manutenzione degli impianti che per le tecnologie utilizzate e il processo di stima dei costi, dall'altro ha individuato aree di possibile miglioramento per la gestione della commessa, formulando raccomandazioni e suggerimenti per Sogin, per la *governance* complessiva del processo e sull'adeguatezza del quadro normativo, rientrante nell'ambito di competenza del Governo nazionale.

Nel novembre 2018 l'Autorità⁶⁰ ha richiesto a Sogin di integrare e/o rettificare ove necessario, entro il 30 giugno 2019, il programma a vita intera presentato il 16 novembre 2017, includendo un aggiornamento relativo alle principali criticità esogene nonché alle raccomandazioni contenute nella *peer review*. Inoltre, l'Autorità, al fine di garantire a Sogin la copertura finanziaria necessaria per adempiere ai propri obblighi attinenti alla sicurezza nucleare, ha previsto⁶¹ per gli anni 2018 e 2019 una sostanziale estensione dei Criteri di efficienza economica in vigore nel secondo periodo di regolazione. In relazione all'anno 2018, in merito agli ulteriori ritardi nell'avanzamento delle attività di *decommissioning* previsti nel medesimo programma e alle numerose richieste di ulteriori slittamenti sulle tappe fondamentali (*milestone*), l'Autorità ha sospeso il meccanismo di premio/penalità, pur prevedendo di fissare un elenco di *milestone* per il medesimo anno (basato sulla proposta di Sogin) ai fini di proseguire nel monitoraggio dell'avanzamento della commessa. In relazione all'anno 2019, l'Autorità si è riservata di adottare ulteriori misure per rafforzare la regolazione della commessa, anche a seguito di approfondimenti tecnici con ISIN in relazione alle priorità di sicurezza nucleare, inclusi eventuali meccanismi di penalità per mancato raggiungimento di obiettivi minimi di avanzamento delle attività di *decommissioning* e/o di potenziamento sul controllo della economicità e efficienza delle attività.

L'Autorità ha pertanto provveduto⁶² al riconoscimento a preventivo degli oneri nucleari per l'anno 2018, nonché alla fissazione delle relative *milestone*. Da evidenziare, infine, che anche nel 2018 non vi sono stati progressi nel processo per l'individuazione del sito che ospiterà il Deposito Nazionale dei rifiuti radioattivi.

Esclusione di trasferimenti incrociati tra attività della filiera

Gli obblighi di separazione amministrativa e contabile per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas sono stati introdotti, tra le altre cose, con la finalità di escludere che le imprese operanti nel settore elettrico e del gas effettuino trasferimenti incrociati di risorse tra diverse attività della filiera. Nel corso del 2018 l'Autorità non ha avviato né concluso, nel settore elettrico procedimenti volti all'accertamento di violazioni della disciplina in materia di obblighi di separazione contabile.

3.1.4 Regolamentazione e cooperazione internazionale sulle infrastrutture transfrontaliere

Investimenti in nuove infrastrutture e coerenza con i Piani di sviluppo comunitari

Valutazione dello schema di Piano decennale di sviluppo della RTN

In materia di piano decennale di sviluppo della rete elettrica, il Gestore è tenuto a trasmettere annualmente il Piano al Ministero dello sviluppo economico e all'Autorità che lo sottopone alla consultazione degli utenti della rete effettivi e potenziali, rendendo pubblici i risultati della consultazione stessa. Ai fini della revisione e del monitoraggio dell'attuazione del Piano, l'Autorità valuta, altresì, se questo contempra tutti i fabbisogni in materia di investimenti, individuati nel corso della procedura consultiva, e se sia coerente con il Piano

⁶⁰ Delibera 27 novembre 2018, 606/2018/R/eel.

⁶¹ Delibera 606/2018/R/eel.

⁶² Delibera 606/2018/R/eel.

decennale non vincolante di sviluppo della rete a livello europeo. Al termine di tale processo l’Autorità deve trasmettere l’esito della propria valutazione al Ministero.

Nel dicembre 2018 l’Autorità ha formulato e pubblicato la propria valutazione⁶³ sullo schema di Piano decennale di sviluppo della Rete di trasmissione nazionale (RTN).

Tale valutazione fa seguito al processo di consultazione svoltosi nei mesi di giugno e luglio 2018, che ha previsto anche l’organizzazione di una sessione pubblica di discussione, tenuta il 2 luglio presso la sede di Terna a Roma. Tale sessione ha seguito la consolidata modalità di svolgimento dell’evento pubblico (preceduto da quesiti dei soggetti interessati, cui Terna fornisce risposte e osservazioni nello stesso evento, in aggiunta a una presentazione generale del Piano).

L’Autorità, nella propria valutazione sullo schema di Piano di sviluppo 2018, oltre a sottolinearne il continuo miglioramento, confermato anche dai *feedback* positivi di vari *stakeholder*, e a fornire raccomandazioni per futuri miglioramenti, ha rilasciato il proprio nulla osta all’approvazione dello schema di Piano 2018 da parte del Ministro dello sviluppo economico, a condizione che:

- per l’intervento Sardegna - Corsica - Italia Continentale (Sa.Co.I.3 codice 301-P), vengano adeguatamente valorizzati, a riduzione degli oneri per il sistema elettrico nazionale, il contributo da parte francese, come prefigurato da Terna, nonché gli eventuali contributi europei che paiono auspicabili in relazione alle esternalità positive dell’intervento in materia di sicurezza di approvvigionamento per i sistemi elettrici insulari di Corsica e Sardegna e di innovazione per il sistema europeo;
- l’intervento di interconnessione Italia – Tunisia (codice 601-I), sia confermato “in valutazione”, nell’attesa di un più completo quadro informativo che ne faccia emergere il beneficio per ciascun paese coinvolto in vista di una conseguente allocazione dei relativi costi di sviluppo, nonché di evidenze della sua utilità non solo per il sistema elettrico italiano, ma più in generale per l’intero sistema europeo, investendo quindi profili che devono essere affrontati nella dovuta sede europea;
- l’intervento di sviluppo relativo al secondo polo nell’ambito dell’interconnessione Italia - Montenegro, (codice 401-P), sia separato dal primo polo e posto “in valutazione”, alla luce della condizionalità indicata da Terna relativamente allo sviluppo delle reti e dei mercati elettrici nei Balcani, della limitata utilità per il sistema elettrico italiano e delle osservazioni critiche riguardo lo sviluppo di tale secondo polo ricevute in sede di consultazione pubblica;
- il nuovo intervento di interconnessione Italia - Austria a 220 kV sia posto “in valutazione/allo studio”, per favorire maggiore chiarezza sulle opzioni di possibile evoluzione, incluse la soluzione HVDC e la sinergia con altre attività infrastrutturali;
- la valutazione del nuovo intervento HVDC Centro Sud - Centro Nord (o Nord), che risulta ancora in stato preliminare di avanzamento, prosegua nell’ambito della valutazione sullo schema di Piano 2019, a valle di una più precisa identificazione dei punti di connessione alla rete, della potenza nominale del collegamento e della stima dei relativi costi di investimento, anche alla luce delle risultanze delle verifiche indipendenti avviate dall’Autorità;
- la valutazione del nuovo intervento HVDC Continente - Sicilia - Sardegna, che risulta ancora in stato preliminare di avanzamento con localizzazione sul continente “da definire” e risulta caratterizzato da benefici leggermente inferiori in uno scenario o leggermente superiori ai costi nell’altro dei due scenari dello schema di Piano 2018, prosegua nell’ambito della valutazione sullo schema di Piano 2019, anche alla luce delle risultanze delle verifiche indipendenti avviate dall’Autorità;
- le otto proposte di acquisizione di stazioni a 150 kV o a 132 kV di proprietà di produttori e relativo inserimento nella RTN indicate a pagina 34 dello schema di Piano 2018 siano stralciate, ai fini di riproposizione, con i previsti elementi informativi, in specifiche richieste di ampliamento della RTN al Ministero dello Sviluppo Economico o in successivi schemi di Piano di sviluppo.

⁶³ Parere 18 dicembre 2018, 674/2018/I/eel.

Infine, l'Autorità ha considerato parte integrale e prioritaria del Piano decennale di sviluppo 2018 i seguenti progetti di promotori diversi da Terna:

- PCI Verderio (IT) - Sils (CH);
- PCI Somplago (IT) - Wurmlach (AT);
- interconnessione AC 110 kV Redipuglia (IT) - Vrtojba (SL);
- interconnessione AC 110-132 kV Dekani (SL) - Zaule (IT).

Valutazione della coerenza con il piano di sviluppo comunitario e relativo monitoraggio

L'Autorità ha valutato la coerenza tra il Piano decennale dello sviluppo della RTN e il Piano di sviluppo comunitario *Ten Year Network Development* (TYNDP) in due momenti:

- nella fase di preparazione della già richiamata valutazione sul piano di sviluppo della Rete di trasmissione nazionale⁶⁴;
- in sede di proprio contributo all'opinione di ACER (prevista nel secondo trimestre 2019) sui progetti elettrici nei piani di sviluppo nazionali e nel TYNDP 2018.

Inoltre, l'Autorità ha fornito i propri contributi al monitoraggio ACER sul TYNDP europeo, le cui risultanze sono riportate nell'Opinione ACER 06/2019 del 15 gennaio 2019.

Si segnala come principale risultato di tale monitoraggio che una percentuale non trascurabile (circa un terzo) dei progetti, sia a livello italiano, sia più in generale a livello europeo, risultano in ritardo, principalmente a causa di problematiche di natura autorizzativa.

Integrazione dei mercati elettrici all'ingrosso: implementazione dei regolamenti europei

I regolamenti europei relativi al mercato elettrico sono provvedimenti normativi di carattere tecnico funzionali al completamento del mercato interno dell'energia. Il regolamento (CE) 714/2009, in coerenza con il regolamento per il mercato elettrico del c.d. Terzo pacchetto, ne ha definito le aree di intervento e indicato il processo di sviluppo e approvazione, che si è concluso nel 2017. Informalmente, i regolamenti possono essere raggruppati in tre grandi famiglie: di mercato, di connessione e di gestione della rete. L'elenco completo è riportato nella tavola 3.6.

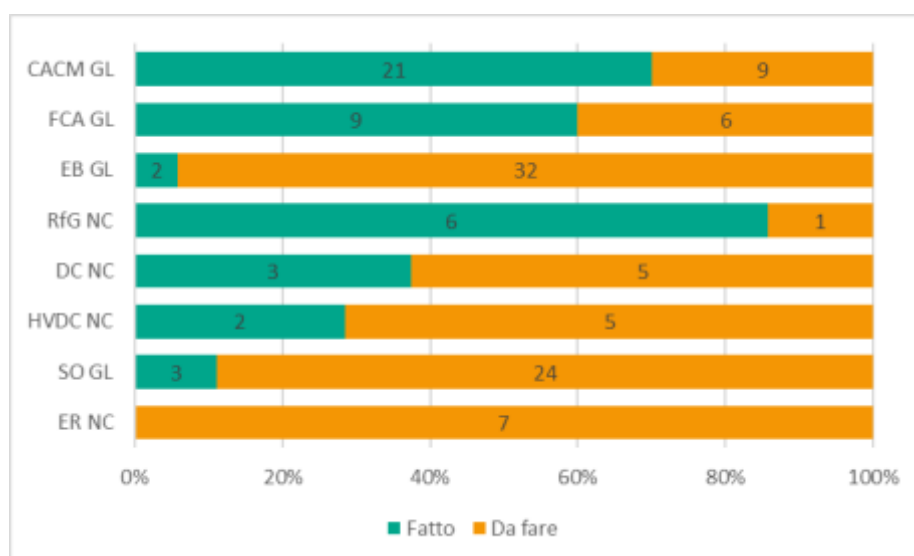
I regolamenti si distinguono in Codici di Rete (NC) e Linee guida o Orientamenti (GL): i primi identificano primariamente regole direttamente implementabili a livello nazionale mentre le seconde si focalizzano su indicazioni di massima in base alle quali devono essere elaborate disposizioni attuative, denominate *Terms and Conditions o Methodologies* (o metodologie). Ne discende che la pubblicazione dei regolamenti non esaurisce l'attività di sviluppo e pubblicazione di normativa secondaria; al contrario, ogni regolamento nella forma di linea guida (o orientamento) prevede, al suo interno, l'elaborazione di regole specifiche (appunto le metodologie) a cura dei gestori di rete (*Transmission System Operator* - TSO) e/o dei gestori di mercato designati (*Nominated Electricity Market Operator* - NEMO) che le autorità di regolazione di ciascuno stato membro dell'Unione europea sono chiamate a valutare e approvare; lo sviluppo di metodologie è altresì previsto nell'ambito dei codici di rete, seppur in misura minore e limitatamente ad aspetti molto di dettaglio.

⁶⁴ Parere 18 dicembre 2018, 674/2018/I/eel.

Tavola 3.6 Codici di rete e linee guida previsti dal Regolamento (CE) 714/2019

| CODICE | REGOLAMENTO | ABBREVIAZIONE (ACRONIMO) | ENTRATA IN VIGORE |
|-------------------------------|----------------|---|-------------------|
| Codici di mercato | (UE) 2015/1222 | Capacity allocation and congestion management guideline (CACM GL) | 15 agosto 2015 |
| | (UE) 2016/1719 | Forward capacity allocation guideline (FCA GL) | 17 ottobre 2016 |
| | (UE) 2017/2195 | Electricity balancing guideline (EB GL) | 18 dicembre 2017 |
| Codici di connessione | (UE) 2016/631 | Requirements for generators network code (RfG NC) | 17 maggio 2016 |
| | (UE) 2016/1388 | Demand connection network code (DCC) | 7 settembre 2017 |
| | (UE) 2016/1447 | High voltage direct current network code (HVDC NC) | 28 settembre 2016 |
| Codici di gestione della rete | (UE) 2017/1485 | System operation guideline (SO GL) | 14 settembre 2017 |
| | (UE) 2017/2196 | Emergency and restoration network code (ER NC) | 18 dicembre 2017 |

Fonte: ARERA.

Figura 3.3 Stato di implementazione delle previsioni di codici di rete e linee guida in Italia

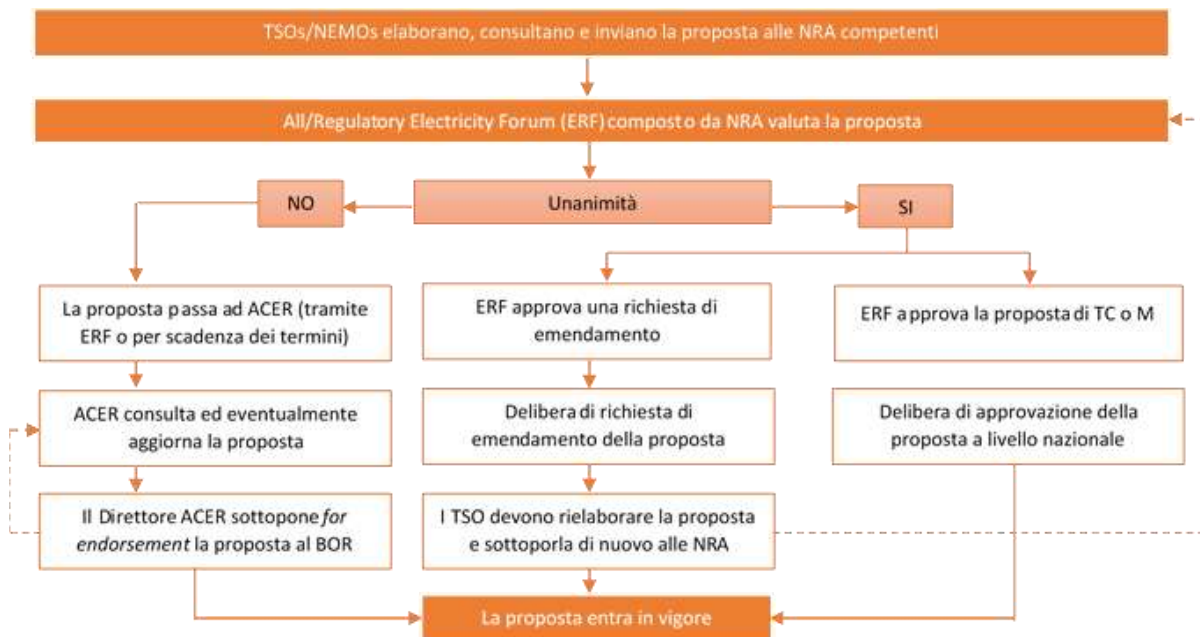
Fonte: ARERA.

Il processo di elaborazione delle metodologie è stato avviato nel 2015 in riferimento al regolamento CACM GL, per poi essere esteso fra il 2016 e il 2017 a tutte le altre linee guida (o orientamenti) e codici di rete. La figura 3.1 riassume lo stato di implementazione a fine 2018: la maggioranza delle metodologie attiene ai regolamenti adottati in forma di linee guida (o orientamenti), mentre i codici di rete ricorrono a questo strumento di ulteriore normazione in modo decisamente più limitato. Risulta altresì evidente come le attività da compiere siano ancora significative: ad esempio per il regolamento EB GL, entrato in vigore a dicembre 2017, al momento sono state approvate solo due metodologie, mentre ne rimangono pendenti ancora 32, solamente per alcune delle quali, si presume una decisione finale entro il 2019.

L'ambito geografico di adozione delle metodologie è piuttosto variegato, passando dalla dimensione paneuropea a quella regionale o nazionale. Le decisioni a livello paneuropeo coinvolgono tutte le autorità di regolazione dell'Unione europea e sono adottate nell'ambito di una piattaforma di cooperazione denominata *Energy Regulators' Forum (ERF)*, cui sono ammessi in qualità di osservatori l'autorità di regolazione norvegese e ACER, ma non la Commissione europea. Diverse metodologie relative ai regolamenti CACM GL e FCA GL sono

riferite alle Regioni per il calcolo della capacità (CCR), approvate da ACER con la decisione 06/2016. L'Italia fa parte della CCR *Italy North*, che include le frontiere con Francia, Slovenia e Austria; e della CCR *Greece - Italy*, che include la frontiera con la Grecia e le frontiere fra le zone interne al territorio nazionale; l'Italia è altresì attenta agli sviluppi delle metodologie che riguardano la CCR *Core* (che include l'Europa Centrale dalla Francia fino alla Romania) in quanto, a tendere, il regolamento CACM GL prevede la fusione della CCR *Italy North* con la CCR *Core*. Per le decisioni assunte con riferimento alle CCR *Italy North* e *Greece - Italy* l'Autorità si è fatta promotrice della costituzione (avvenuta nel 2017) di piattaforme di cooperazione regionale (rispettivamente INERRF, *Italy North Energy Regulators' Regional Forum*, e GIERRF, *Greece - Italy Energy Regulators' Regional Forum*). Il regolamento SO GL prevede alcune metodologie riferite alle CCR (che saranno quindi valutate nell'ambito dei forum regionali INERRF e GIERRF), mentre altre metodologie sono proprie di ciascuna area sincrona, ossia della porzione della rete europea che condivide la stessa frequenza. A tal proposito l'Italia è inclusa nell'area sincrona Continental Europe. Infine, il regolamento EB GL opera con geometria fortemente variabile a seconda delle metodologie coinvolte: si passa, infatti, da perimetri che includono i soli stati membri che intendono utilizzare un dato prodotto di bilanciamento, a perimetri coincidenti con le CCR, a perimetri che tengono conto di accordi per lo scambio di risorse specifiche. La cooperazione per le aree sincrone e per i perimetri specifici previsti dal regolamento EB GL è usualmente definita di volta in volta dalle autorità di regolazione coinvolte senza il ricorso ad alcuna piattaforma di cooperazione specifica.

Figura 3.4 Schema di approvazione delle metodologie europee o regionali



Le decisioni delle autorità di regolazione in merito alle metodologie di carattere paneuropeo o regionale devono essere prese all'unanimità, indipendentemente dal perimetro geografico cui le metodologie si riferiscono. Le decisioni possibili consistono nell'approvazione della proposta così come inviata dai TSO o dai NEMO oppure nella richiesta di emendamenti. Nel primo caso, ciascuna autorità di regolazione nazionale recepisce nel proprio ordinamento nazionale la metodologia, mentre nel secondo caso istruisce i relativi TSO e/o NEMO, rispettivamente Terna e GME nel caso italiano, al fine di emendare la proposta. In mancanza di unanimità, la proposta di metodologia è trasferita ad ACER che, dopo consultazione con le parti interessate, finalizza il testo e lo approva (previo parere positivo del *Board of Regulators* che si esprime a maggioranza qualificata dei due terzi). Il processo complessivo è sintetizzato nello schema della figura 3.2. In termini di durata, secondo una rigorosa lettura dei regolamenti, tale processo potrebbe richiedere fino a un massimo di ventidue mesi; in realtà, a oggi si sono verificati processi anche più lunghi legati a plurime richieste di modifica da parte delle autorità di regolazione.

Integrazione dei mercati elettrici all'ingrosso: codici di mercato

Per quanto attiene ai codici di mercato, il 2018 ha visto l'Autorità coinvolta sia a livello paneuropeo sia a livello regionale. Nel seguito sono presentati, distinti per ciascun codice, i principali interventi occorsi nel 2018, unitamente al loro inquadramento nell'ambito dell'integrazione dei mercati elettrici a livello europeo.

Forward capacity allocation (FCA)

Il regolamento FCA GL descrive i requisiti e i criteri per l'emissione e l'allocazione dei diritti di trasmissione di lungo termine (orizzonte temporale al più annuale) fra le zone di mercato interne all'Unione europea.

Per l'Italia il regolamento in questione trova applicazione alle frontiere con Francia, Austria, Slovenia e Grecia; disposizioni analoghe a quelle previste dal regolamento FCA GL sono altresì in vigore sulla frontiera con la Svizzera in esito ad accordi bilaterali; per le zone interne al territorio nazionale, invece, l'Autorità continua a basarsi sui prodotti di copertura a oggi in vigore (CCC e CCP) in coerenza con quanto deciso al riguardo nel corso del 2017. Nel corso del 2018 gli interventi dell'Autorità per l'implementazione di questo regolamento hanno visto l'approvazione della metodologia per la predisposizione del modello comune della rete europea sugli orizzonti temporali di lungo termine⁶⁵ e l'aggiornamento delle regole specifiche di allocazione relative alla frontiera con la Grecia, addizionali rispetto alle regole generali valevoli a livello europeo⁶⁶. L'Autorità ha altresì partecipato al Tavolo europeo per la definizione dei criteri di ripartizione delle rendite di congestione emergenti dall'allocazione dei diritti di trasmissione, con la predisposizione della relativa richiesta di emendamenti (approvata dal tavolo europeo a fine novembre 2018 e ratificata dall'Autorità a inizio 2019⁶⁷). Infine, il 2018 ha visto l'Autorità aggiornare, in accordo bilaterale con le autorità di regolazione dei paesi confinanti, le regole di nomina dei diritti di trasmissione di lungo termine per le frontiere con Svizzera, Francia, Austria e Slovenia⁶⁸, da un lato, e quella con la Grecia⁶⁹, dall'altro.

Capacity allocation and Congestion management (CACM)

Con l'entrata in vigore del regolamento CACM, è divenuto obbligatorio per i gestori di rete europei allocare la capacità di interconnessione elettrica transfrontaliera negli orizzonti temporali del giorno prima e infragiornaliero, secondo i meccanismi del *market coupling* (*single day ahead coupling*, SDAC, per il giorno prima; *intraday coupling*, IDC, per l'orizzonte infragiornaliero). Il funzionamento di tali meccanismi richiede la cooperazione dei gestori di rete e dei gestori di mercato nello svolgimento dei rispettivi compiti di natura operativa, così come specificamente previsto dall'articolo 10 del regolamento CACM.

Prima dell'entrata in vigore del regolamento CACM, si sono sviluppate iniziative volontarie di *market coupling* in ambiti regionali, sia per il mercato del giorno prima che per il mercato infragiornaliero. In particolare, per quanto riguarda il mercato infragiornaliero, i gestori di rete e di mercato europei hanno realizzato il progetto *Cross Border Intra Day* (XBID), il cui ambito geografico si estenderà, a partire da un nucleo iniziale di alcuni paesi europei, progressivamente a tutti gli stati membri. In vista dell'entrata in operatività di XBID su un primo gruppo di frontiere, avvenuta il 12 giugno 2018, le parti del progetto, tra cui Terna e GME, hanno predisposto un complesso quadro contrattuale composto da più accordi:

- per la cooperazione tra i gestori di rete e i gestori di mercato, l'*Intra Day Operational Agreement* (IDOA);
- per la cooperazione tra i soli gestori di rete, il *TSO Cooperation Intra Day* (TCID);
- per la cooperazione tra i soli gestori di mercato, l'*All NEMO Intra Day Operational Agreement* (ANIDOA).

⁶⁵ Delibera 5 luglio 2018, 378/2018/R/eel.

⁶⁶ Delibera 5 dicembre 2018, 634/2018/R/eel.

⁶⁷ Delibera 15 gennaio 2019 5/2019/R/eel.

⁶⁸ Delibere 11 aprile 2018, 267/2018/R/eel.

⁶⁹ Delibera 26 luglio 2018, 410/2018/R/eel.

L'Autorità ha valutato positivamente⁷⁰ i sopracitati accordi: l'estensione dell'operatività di XBID sulle frontiere italiane è prevista per il 2020.

Per quanto riguarda, invece, il mercato del giorno prima, le iniziative regionali hanno dato vita a due grandi progetti:

- il *Multi-Regional Coupling* (MRC), in seguito alla fusione dei progetti regionali dell'Europa centro-occidentale, dell'Europa del nord, dell'Europa sud-occidentale e delle frontiere italiane;
- il *Four Markets Market Coupling* (4M MC), comprendente le frontiere tra Romania, Ungheria, Repubblica Ceca e Slovacchia.

Ciascun progetto di *coupling* regionale ha adottato uno specifico quadro contrattuale per regolare lo svolgimento delle attività operative. In vista della fusione dei progetti regionali per dar vita al *Single Day Ahead Coupling* previsto dal regolamento CACM, i gestori di rete e i gestori di mercato hanno deciso di stipulare un unico accordo paneuropeo, che sostituisce i precedenti accordi regionali: il *Day Ahead Operational Agreement* (DAOA), che regola tutti gli aspetti della cooperazione tra gestori di rete e gestori di mercato, ivi compresa la ripartizione dei costi ai sensi del regolamento CACM. Il DAOA fa parte di un più ampio quadro contrattuale, che include contratti di cooperazione tra i soli gestori di rete, il *TSO Cooperation Day Ahead* (TCDA) e i soli gestori di mercato, l'*All NEMO Day Ahead Operational Agreement* (ANDOA), nonché contratti con terze parti per la fornitura di servizi. L'Autorità ha valutato⁷¹ positivamente la parte del quadro contrattuale del mercato del giorno prima destinata a entrare in vigore l'1 aprile 2019, segnatamente il DAOA, il TCDA e il contratto di servizio con l'ufficio d'aste JAO.

L'Autorità, insieme al regolatore belga e quello olandese, ha inoltre guidato i lavori inerenti alla valutazione, da parte di tutti i regolatori europei, di alcuni termini e condizioni o metodologie paneuropee, in particolare: la lista dei prodotti utilizzabili nel mercato del giorno prima e nel mercato infragiornaliero, approvata⁷² dall'Autorità nel febbraio 2018; la metodologia per definire le procedure da adottare in caso in le operazioni *market coupling* non possano essere completate (procedure di *back-up*), approvata⁷³; dall'Autorità a febbraio 2018 il modello di rete comune (CGM) elaborato da tutti i gestori di rete europei e approvato⁷⁴ dall'Autorità a luglio 2018.

Nel corso del 2018 si sono altresì verificati casi in cui i regolatori europei non hanno raggiunto un accordo per approvare o emendare le metodologie proposte. In tali occasioni è intervenuta ACER, che ha approvato, previa revisione, i seguenti termini e condizioni o metodologie: gli orari di apertura e di chiusura della sessione di mercato infragiornaliero, approvati da ACER il 24 aprile 2018 con la decisione 4/2018; le metodologie di funzionamento degli algoritmi di *market coupling*, rispettivamente per il mercato del giorno prima e per il mercato infragiornaliero, approvate da ACER il 26 luglio 2018 con la decisione 8/2018; la metodologia per la determinazione del prezzo della capacità nel mercato infragiornaliero, approvata da ACER il 24 gennaio 2019 con la decisione 1/2019. Le decisioni di ACER sono direttamente applicabili negli stati membri e contro di esse è ammesso ricorso al Board of Appeal di ACER e alla Corte di giustizia europea.

Il regolamento CACM prevede anche lo sviluppo di metodologie di carattere regionale: in particolare nel 2018 l'Autorità ha guidato i lavori inerenti alla valutazione delle metodologie per la determinazione della capacità da rendere disponibile con riferimento ai confini fra le varie zone di mercato (CCM), per l'attivazione delle

⁷⁰ Delibera 17 maggio 2018, 292/2018/R/eel.

⁷¹ Delibera 26 febbraio 2019, 62/2019/R/eel.

⁷² Delibera 1 febbraio 2018, 53/2018/R/eel.

⁷³ Delibera 1 febbraio 2018, 54/2018/R/eel.

⁷⁴ Delibera 5 luglio 2018, 379/2018/R/eel.

risorse di *countertrading* e *redispatching* (CTRD), finalizzate a garantire la suddetta capacità ed evitare congestioni fra le zone di mercato, e per la relativa ripartizione dei costi (*cost sharing*). Per la CCR *Greece - Italy* le sopracitate metodologie sono state approvate a luglio⁷⁵ (metodologia CCM) e agosto⁷⁶ (metodologia *cost sharing*) 2018.

Per la CCR *Italy North* i lavori sono invece ancora in corso: a fine 2018 sono state date istruzioni a Terna per l'attuazione di specifici emendamenti relativi rispettivamente a CCM⁷⁷, CTRD⁷⁸ e *cost sharing*⁷⁹; le proposte emendate sono state approvate dai TSO a febbraio 2019 e la decisione finale in merito a queste metodologie è attesa nei mesi a venire. Sempre a livello regionale l'Autorità ha altresì proseguito nell'implementazione sui confini italiani del mercato infragiornaliero: nel dicembre 2018 sono state date⁸⁰ ulteriori indicazioni a Terna e a GME per lo sviluppo delle aste infragiornaliere complementari da affiancare all'*intraday coupling*, mentre nel maggio 2018 sono state adottate⁸¹ decisioni in merito alla ripartizione dei costi fra NEMO e TSO. Infine, a dicembre 2018 sono state definite⁸² le modalità con cui GME può recuperare i costi relativi all'implementazione del *market coupling* sui diversi orizzonti temporali.

Oltre all'implementazione delle diverse metodologie, il regolamento CACM GL disciplina anche le modalità con cui si può rivedere la configurazione delle zone di mercato a livello europeo, regionale (CCR) e nazionale. In particolare, l'art. 32 del suddetto regolamento definisce le varie fasi del processo (dall'identificazione della configurazione zonale alternativa a quella vigente, alle relative valutazioni a cura dei TSO coinvolti nel processo), mentre l'art. 33 indica i criteri minimi (sicurezza dell'esercizio, impatto sui mercati, robustezza della configurazione zonale nel tempo) che devono essere tenuti in conto in sede di revisione. Nel 2018, dopo un intenso lavoro preparatorio svolto con Terna negli anni precedenti, l'Autorità si è fatta promotrice della revisione delle zone a livello nazionale, al fine di superare la configurazione zonale in forza dal 2012 e renderla più coerente con l'effettivo stato dei mercati e del sistema elettrico nazionale. Il processo di revisione è stato avviato nel gennaio 2018⁸³ ed è proseguito con una consultazione pubblica a cura di Terna sulle possibili configurazioni alternative a quella vigente e con un seminario pubblico tenutosi a Roma nel mese di marzo con la partecipazione di un rappresentante della Commissione europea. A maggio 2018 Terna ha inviato la proposta finale di revisione recante l'abrogazione dei poli di produzione limitata di Foggia, Brindisi e Priolo (in quanto non più congestionati), lo spostamento dell'Umbria dalla zona Centro Nord alla zona Centro Sud (per una migliore rappresentazione nell'ambito dei mercati dei flussi di energia occorrenti in quell'area) e la sostituzione del polo di produzione limitata di Rossano con una nuova zona fisica Calabria (in quanto le congestioni nell'area sono dipendenti anche dal livello del carico e della produzione rinnovabile presenti in Calabria che, nella configurazione con Rossano, sarebbero invece annegati nell'intera zona Sud). A luglio 2018 l'Autorità ha approvato⁸⁴ parzialmente la proposta di Terna, prevedendo l'abrogazione dei poli di Foggia, Brindisi e Priolo da gennaio 2019 e rinviando a successivi provvedimenti le valutazioni in merito allo spostamento dell'Umbria e all'introduzione della zona Calabria.

Regolamento Balancing (BAL)

Il Regolamento europeo 2195/2017, che stabilisce orientamenti in materia di bilanciamento del sistema elettrico (Regolamento *Balancing*) è entrato in vigore il 18 dicembre 2017.

Nel corso del 2018 l'Autorità è stata coinvolta nel processo decisionale delle prime metodologie previste dal regolamento stesso. In particolare, l'Autorità ha approvato⁸⁵ la proposta di termini e condizioni per gli utenti

⁷⁵ Delibera 26 luglio 2018, 411/2018/R/eel.

⁷⁶ Delibera 2 agosto 2018, 434/2018/R/eel.

⁷⁷ Delibera 18 dicembre 2018, 687/2018/R/eel.

⁷⁸ Delibera 18 dicembre 2018, 685/2018/r/eel.

⁷⁹ Delibera 18 dicembre 2018, 686/2018/R/eel.

⁸⁰ Delibere dell'11 dicembre 2018, 657/2018/R/eel (CCR Italy North) e 656/2018/R/eel (Greece - Italy),

⁸¹ Delibera 17 maggio 2018, 290/2018/R/eel.

⁸² Delibera 11 dicembre 2018, 658/2018/R/eel.

⁸³ Delibera 18 gennaio 2018, 22/2018/R/eel.

⁸⁴ Delibera 12 luglio 2018, 386/2018/R/eel.

⁸⁵ Delibera 23 ottobre 2018, 535/2018/R/eel.

del dispacciamento (nella nomenclatura europea: prestatori di servizi di bilanciamento, BSP, e responsabili del bilanciamento, BRP), presentata da Terna ai sensi del regolamento BAL GL. In particolare, nel contesto nazionale i termini e condizioni per il bilanciamento trovano una declinazione nel Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete (Codice di rete) predisposto da Terna. Buona parte dei termini e condizioni richiesti dal regolamento BA GL trovavano già riscontro nella versione in vigore del Codice di rete, mentre per quanto non già disciplinato, Terna ha sottoposto alla verifica dell'Autorità alcune modifiche al capitolo 4 del Codice di rete e relativi allegati, per adeguarsi alle disposizioni del regolamento stesso.

Nel corso del 2018 l'Autorità si è espressa anche su altre due proposte di metodologia inviate dai TSO a livello europeo, relative al quadro di attuazione di una piattaforma europea per il processo di compensazione dello sbilanciamento e al quadro di attuazione di una piattaforma europea per lo scambio di energia di bilanciamento dalle riserve di sostituzione. La prima proposta ha come obiettivo la creazione di una piattaforma comune che consenta ai TSO di compensare gli sbilanciamenti tra diversi sistemi, minimizzando le attivazioni di riserva secondaria. Nell'ambito della cooperazione europea, le Autorità di regolazione hanno ritenuto la proposta non approvabile, si è quindi deciso all'unanimità di trasmettere ai TSO una richiesta di emendamenti alla proposta inviata: l'Autorità ha appositamente istruito⁸⁶ Terna in materia. A differenza della metodologia per la compensazione dello sbilanciamento, la seconda proposta relativa alla piattaforma di scambio di riserva di sostituzione non ha un ambito di approvazione europeo, poiché è stata sviluppata e inviata dai soli TSO che dichiarano di fare uso della riserva di sostituzione. La metodologia finale rappresenta l'evoluzione del progetto TERRE (che aveva costituito una cooperazione volontaria fra diversi paesi europei finalizzata appunto allo scambio di riserva di sostituzione), nel quale l'Autorità è stata parte attiva fin dall'inizio. La decisione unanime da parte di tutti i regolatori interessati di approvare la proposta è avvenuta nel mese di dicembre 2018, e l'Autorità ha recepito⁸⁷ tale metodologia nell'ordinamento nazionale.

Nel corso del 2018 l'Autorità è stata infine parte attiva nelle altre attività legate al processo di implementazione del regolamento BAL GL a livello europeo: fra l'altro l'Autorità ha coordinato, insieme ad altre autorità di regolazione, i lavori di interazione con i TSO per la definizione delle metodologie per la determinazione del prezzo dell'energia di bilanciamento, per il *settlement* tra TSO e per l'armonizzazione degli sbilanciamenti. Queste metodologie sono state inviate ufficialmente dai TSO a dicembre 2018, pertanto il processo di decisione e di attuazione da parte delle autorità di regolazione ricadrà nelle attività del 2019.

Coordinamento internazionale

Nel corso del 2018 l'Autorità ha continuato a collaborare con gli altri regolatori europei. Ciò è avvenuto sia in modalità multilaterale – attraverso l'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER), il Consiglio europeo dei regolatori dell'energia (CEER) e le piattaforme regionali previste dai nuovi regolamenti europei per il mercato elettrico – sia attraverso incontri bilaterali per approfondire la discussione sulle tematiche di comune interesse, in particolare con i regolatori dei paesi confinanti. L'attività è stata finalizzata alla definizione di regole trasparenti ed efficaci per la promozione di un mercato dell'energia integrato a livello europeo, competitivo ed efficiente, come richiesto dal Terzo pacchetto energia.

Agenzia europea per la cooperazione dei regolatori dell'energia (ACER)

L'Autorità nel corso del 2018 ha proseguito attivamente la propria attività in seno all'ACER, spesso assumendo ruoli guida nei gruppi di lavoro cui è affidata la predisposizione dei diversi dossier nella responsabilità dell'Agenzia: in particolare Clara Poletti ha presieduto il gruppo di lavoro sul gas naturale (incarico che ha cessato dopo la nomina a Presidente del Board of Regulator), mentre per il settore elettrico l'Autorità vede i propri rappresentanti attivi sia in qualità di responsabili di specifiche task force (mercati, *system operation* e infrastrutture) sia in qualità di referenti per la predisposizione di specifiche metodologie e dossier.

⁸⁶ Delibera 15 gennaio 2019, 7/2019/R/eel.

⁸⁷ Delibera 15 gennaio 2019, 8/2019/R/eel.

Nel paragrafo relativo all'integrazione dei mercati elettrici all'ingrosso, sono già stati illustrati gli ambiti di intervento dell'Autorità in seno all'Agenzia. In aggiunta si segnala la cooperazione dell'Autorità alle attività propedeutiche agli altri compiti assegnati all'Agenzia nell'ambito del Terzo pacchetto: si pensi, per esempio, alle competenze relative al regolamento (UE) 1227/2011 REMIT, al regolamento Infrastrutture (UE) 347/2013, alla redazione dei diversi rapporti di monitoraggio sullo stato del mercato interno, alle raccomandazioni in merito alle metodologie di analisi costi/benefici e ai rapporti sull'adeguatezza del sistema (sia lato elettrico sia lato gas naturale).

Consiglio europeo dei regolatori dell'energia (CEER)

Il CEER, l'associazione indipendente delle autorità nazionali di regolazione energetica, raggruppa tra i suoi membri i rappresentanti di paesi dell'Unione europea e di altri paesi.

L'Autorità ha partecipato attivamente alle diverse attività promosse dall'associazione nel corso del 2018. In particolare, Clara Poletti ha guidato il gruppo di lavoro sul gas naturale (incarico poi cessato a seguito della nomina a Presidente del Board of Regulator di ACER), ma non è mancata la partecipazione attiva anche ai tavoli dedicati al settore elettrico e alla tutela dei consumatori.

Mercato dell'energia dei Paesi del Sud-Est Europa

Nel 2018 si è assistito a un consolidamento delle attività nell'ambito del processo di Berlino⁸⁸ *Western Balkans 6* (WB6) che, tra i numerosi obiettivi, prevede quello di favorire lo sviluppo di meccanismi di *electricity day ahead market coupling* nei sei paesi dei Balcani occidentali (Albania, Bosnia ed Erzegovina, Macedonia, Kosovo, Montenegro e Serbia).

Nel corso del 2018, Terna (gestore della rete per la trasmissione elettrica), il Gestore dei mercati energetici (GME) e l'Autorità⁸⁹ hanno continuato a implementare le attività nell'ambito del *Memorandum of understanding (MoU) on Regional Electricity Market Development and establishing a Framework for other Future Collaboration* sottoscritto tra i ministri dell'energia, i regolatori, i TSO e le borse elettriche dei paesi membri del WB6.

Nel 2018 l'*Energy Community Regulatory Board* (ERCB) ha affrontato alcune sfide cruciali dal punto di vista regolatorio: la negoziazione sull'adozione dei Codici di rete per i settori elettrico e gas tra la Commissione europea e i paesi aderenti all'*Energy Community*⁹⁰ e l'adozione del regolamento (UE) 1227/2011 REMIT sull'integrità e la trasparenza dei mercati all'ingrosso in una versione ridotta rispetto a quella europea, più adeguata allo stato di avanzamento dei mercati dei paesi dell'*Energy Community*. A tal proposito è stato creato un gruppo di lavoro *ad hoc* sull'implementazione del citato regolamento.

Nel corso del 2018 ERCB ha intensificato le attività di monitoraggio dei mercati, sviluppando una maggiore capacità di analisi degli stessi. L'ERCB ha poi proseguito la sua collaborazione con altri organismi internazionali, tra cui MEDREG (*Mediterranean Energy Regulators*). I gruppi di lavoro tecnici di MEDREG e ERCB hanno lavorato congiuntamente alla realizzazione del report *Complaint Handling and Dispute Settlement Procedures Available to Household Customers*.

Nel 2018 la cooperazione tra il CEER, l'ERCB e MEDREG si è poi consolidata con l'organizzazione del primo *meeting* trilaterale *Workshop on Consumer Involvement and Retail Market Opening* e con la sottoscrizione del *memorandum of understanding* (MoU) che si prefigge di strutturare la collaborazione su attività di interesse comune.

In riferimento all'attività svolta nell'ambito dell'*Electricity Working Group* (EWG), l'Autorità ha proseguito il suo impegno di coordinamento della *Task Force 1 - Wholesale Market Opening* sull'apertura dei mercati elettrici all'ingrosso nella regione balcanica. A tal proposito, EWG si è occupato della possibilità per le

⁸⁸ Avviato con la Conferenza degli Stati dei Balcani occidentali il 28 agosto 2014 a Berlino, il *Berlin Process* (indicato anche come *Western Balkan 6 Process-WB6*) è un'iniziativa diplomatica di cooperazione intergovernativa, promossa dal cancelliere tedesco Angela Merkel e finalizzata al futuro allargamento dell'Unione europea ai Paesi della regione balcanica.

⁸⁹ L'Autorità ha sottoscritto il MoU nel 2016, mentre TERNA, il GME e il Ministero per lo Sviluppo economico nel 2017.

⁹⁰ I Paesi aderenti al Trattato che istituisce l'*Energy Community* sono: Albania, Bosnia Erzegovina, Georgia, Kosovo, Macedonia, Moldavia Montenegro, Serbia, Ucraina.

contracting parties di implementare alcune previsioni dei Codici di rete europei prima della loro formale adozione nei rispettivi paesi. Inoltre, nel corso della riunione di dicembre 2018, sono stati approvati i seguenti report: *Bi-Annual Monitoring Report on Activities related to Electricity Cross-border Transmission Capacity in the Energy Community*; *ECRB Market Monitoring Capacities and Procedures of Energy Communities Regulatory Authorities*; *ECRB Wholesale Electricity Market Monitoring for the Energy Community Contracting Parties*.

Il *Customer and Retail Market Working Group* (CRWG), congiuntamente al gruppo consumatori di MEDREG, ha partecipato ai lavori inerenti il report ECRB, *MEDREG Complaint Handling and Dispute Settlement Procedures Available to Household Customer*. Inoltre, nella riunione del mese di dicembre 2018, sono stati approvati i seguenti report: *Market Monitoring Report on the Functioning of Gas and Electricity Retail Markets in the Contracting Parties*; *Market Monitoring Capacities and Procedures of Energy Community Regulatory Authorities*.

Nel corso del 2018, si sono anche svolti i due *fora* annuali per i settori elettrico e gas, rispettivamente ad Atene e a Lubiana. Nel corso del Forum di Atene del mese di giugno 2018 è stata promossa l'implementazione dei mercati *day ahead* nei Balcani, quale condizione indispensabile per lo sviluppo di meccanismi di *market coupling* tra paesi confinanti. Le attività ricomprese nell'ambito del *Western Balkan 6* dovranno coordinarsi con quelle del CESEC (*Central and Southern Est Europe Connectivity*). In occasione del Forum gas del mese di settembre 2018 si è discusso dei possibili scenari futuri del mercato del gas nei Balcani.

Progetto Know Exchange Programme (KEP) "Central European Initiatives (CEI) Support for Strengthening Energy Regulatory Authorities in the Western Balkans"

Nel 2018, nell'ambito delle attività relative al progetto KEP (*Know Exchange Programme*) - CEI (*Central European Initiative Support for Strengthening Energy Regulatory Authorities in the Western Balkans*)⁹¹, sono stati organizzati quattro *workshop* tematici nei quattro paesi coinvolti (il 26 gennaio a Roma, il 21 marzo a Tirana, il 18 e 19 giugno a Belgrado, il 10 ottobre a Budva). L'11 ottobre 2018, a Budva, a conclusione delle attività, si è svolta una conferenza alla quale hanno partecipato i rappresentanti dei governi e delle ambasciate dei paesi coinvolti, la Commissione europea, l'Energy Community, il GME, Terna e gli stakeholder del settore, che si sono espressi sullo sviluppo e sull'integrazione dei mercati elettrici nella regione dei Balcani.

L'Autorità ha approvato⁹² la propria partecipazione alla seconda fase del progetto e, con il Segretariato tecnico di InCE⁹³, si occuperà del coordinamento delle attività, in collaborazione con il GME e Terna, implementando le attività di *capacity building* da ripartire in quattro *workshop* tecnici.

Tutte le attività del progetto mirano a sviluppare le capacità tecniche relative al processo di integrazione e al funzionamento dei mercati elettrici, ciò anche al fine di una migliore valutazione delle proposte dei TSO e delle Borse coinvolte nel progetto di *coupling*.

Mercato dell'energia nei Paesi dell'area del Mediterraneo

Nel corso del 2018, l'Autorità ha proseguito la propria attività internazionale nel bacino del Mediterraneo attraverso MEDREG (*Mediterranean Energy Regulators*), di cui è fondatrice e promotrice. MEDREG ha esteso il numero dei suoi membri a 27 con l'adesione del *Lebanese Center for Energy Conservation* (LCEC) e della *Moroccan Electricity Regulatory Authority* (ANRE).

La 25° Assemblea generale MEDREG ha avuto luogo il 5 luglio 2018 a Lisbona ed è stata ospitata dal regolatore portoghese (ERSE - *Energy Services Regulatory Authority*). Nel corso della riunione sono stati approvati i

⁹¹ Si tratta di un progetto all'interno del Programma InCe /BERS (Banca europea per la ricostruzione e lo sviluppo) di cooperazione tecnica – Know-How Exchange Programme (KEP) a favore dei regolatori di Albania, Montenegro e Serbia. Si veda in proposito la Relazione annuale 2018.

⁹² Con la delibera 27 novembre 2018, 604/2018/A.

⁹³ InCE è un *forum* intergovernativo di cooperazione regionale che rappresenta per i paesi aderenti non europei e appartenenti all'area balcanica un'opportunità per acquistare standard comunitari. I membri attuali sono 18, tra cui dieci membri dell'Unione europea e otto extra Unione europea.

principali documenti tecnici elaborati dai gruppi di lavoro. Il giorno precedente la riunione, il regolatore portoghese ha organizzato il *workshop Future of Gas in the Mediterranean Region*. L'incontro ha rappresentato l'occasione per illustrare i più recenti studi MEDREG sul gas: *Gas Infrastructure Map* e *Assessment of Natural Gas Competition Prices in the Mediterranean Basin*.

Il 29 novembre 2018 a Istanbul, il regolatore turco ha ospitato la 26° Assemblea generale, nel corso della quale sono stati eletti il nuovo Presidente, lo stesso regolatore turco (EMRA), e i due nuovi Vicepresidenti, il regolatore albanese (ERE) e il regolatore francese (CRE); l'Autorità ha riconfermato il suo ruolo di Vicepresidente permanente. Nel corso della riunione è stato approvato il *memorandum of understanding* volto a consolidare la cooperazione tra MEDREG, CEER e ECRB, sottoscritto poi dalle tre associazioni nel dicembre 2018. Tra i principali documenti approvati, si citano quello del Gruppo elettricità e rinnovabili, *Smart grids in the Mediterranean Countries* e quelli del Gruppo gas, *Monitoring of Compliance with the Guidelines of Good Practice (GGP) on TPA for gas in MEDREG countries* e, ancora, *Establishment of MEDREG Guidelines of Good Practice on Capacity Allocation*.

MEDREG ha, inoltre, sostenuto le attività del nuovo *network* costituito dagli operatori di trasporto gas del Mediterraneo MEDGIO (*Mediterranean Gas Infrastructure Operators*), di cui fanno parte Snam, Defa (Cipro), Desfa (Grecia), Empl-Metragaz (Marocco), Enagas (Spagna), GRTgaz (Francia), Ingt (Israele), Jordanian Egyptian Fajr (Giordania), Plinacro (Croazia), Plinovodi (Slovenia), REN (Portogallo), e Energy and Water Agency - Government of Malta (Malta). Attraverso tale piattaforma gli operatori di trasporto del gas potranno scambiare informazioni e facilitare l'integrazione dei sistemi del gas del Mediterraneo, nonché favorire la sicurezza dell'approvvigionamento nella regione. Per quanto riguarda l'attività svolta:

- il *Working Group Affari Istituzionali* (INS WG), co-presieduto dai regolatori greco (RAE) e israeliano (PUA), con la vicepresidenza del regolatore albanese (ERE), ha concluso il programma di attività per l'applicazione delle metodologie della *peer review* al regolatore giordano (EMRC). Nel corso dell'anno è proseguita l'attività di supporto alle riforme regolatorie nazionali, tra le quali quella di assistenza tecnica a beneficio del regolatore gas israeliano (NGA) e l'organizzazione di un *workshop* in Algeria, per favorire i meccanismi d'asta quale incentivo all'utilizzo di fonti di energia rinnovabile;
- il *Working Group Elettricità* (ELE WG), copresieduto dai regolatori francese (CRE) e giordano (EMRC), con la vice-presidenza del regolatore palestinese (PERC), ha lavorato ai report *Regulatory Options for the Stimulation of Infrastructure Investments* e *Fact Finding and Identification of Concrete Challenges in Investment in infrastructure*, nonché a una versione aggiornata del Rapporto - Osservatorio sul mercato elettrico mediterraneo (MEMO).
- Il *Working Group Fonti rinnovabili* (RES WG), copresieduto dai regolatori portoghese (ERSE) e cipriota (CERA), con la vicepresidenza del regolatore algerino (CREG), congiuntamente con il gruppo elettricità ha elaborato il report *Smart Grids in the Mediterranean Countries*.
- Il *Working Group Consumatori* (CUS WG), copresieduto dai regolatori maltese (REWS) e spagnolo (CNMC), con la vicepresidenza del regolatore algerino (CREG), ha redatto lo studio *Overview on Disconnection Procedures due to non-Payment in the Mediterranean Region* e – congiuntamente al gruppo ECRB *Customer and Retail Working group* – il rapporto *Complaint Handling & Dispute Settlement Procedures available to Household Customers*.

Nel corso del 2018, l'attività delle tre piattaforme energetiche promosse dalla Commissione europea, in ambito *Union for Mediterranean*, si è svolta come illustrato di seguito.

- *Piattaforma Elettricità*. L'Autorità, coinvolta come membro attivo di MEDREG, ha continuato a collaborare con Med-TSO nell'ambito del programma di lavoro che concerne l'implementazione della piattaforma euro-mediterranea per il settore elettrico *Regional Electricity Market Platform* (REM). MEDREG ha proseguito la sua collaborazione con Med-TSO sul *cost benefit* analisi e sulle linee guida per le interconnessioni, con particolare riguardo all'allocazione dei costi.

- *Piattaforma per le Fonti Rinnovabili e l'Efficienza Energetica*. Il 29 e 30 gennaio 2019, a Barcellona, si è tenuta la Conferenza annuale sulle piattaforme, che ha rappresentato un'occasione per riflettere sullo stato dell'avanzamento delle attività.

Cooperazione nell'ambito dell'Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico (OCSE): il Network of Economic Regulators (NER)

Nel corso del 2018 è proseguito l'impegno dell'Autorità in ambito OCSE. L'Autorità è stata confermata quale membro del *Board* del *Network of Economic Regulators* (NER)⁹⁴.

Il 9 aprile e il 26 novembre 2018 si sono tenute due riunioni del NER, ospitate dal Segretariato OCSE a Parigi, durante le quali si è dibattuto circa l'impatto degli sviluppi tecnologici per le industrie regolate e il ruolo dei regolatori nel favorire gli investimenti; sono stati poi presentati i risultati preliminari di un'indagine sugli indicatori di *governance* dei regolatori, cui l'Autorità aveva risposto con riferimento ai settori elettrico, gas e idrico.

3.1.5 Conformità alla normativa comunitaria

Nell'anno appena trascorso non sono state adottate decisioni giuridicamente vincolanti da parte dell'Agenzia o della Commissione a cui l'Autorità ha dovuto dare attuazione ai sensi dell'articolo 37.1.d) della direttiva 72/2009/CE. Per quanto riguarda le competenze e i poteri del Regolatore ai sensi della normativa vigente, si rimanda a quanto riportato nella Relazione 2013 e alle novità normative riportate nel paragrafo 2.

⁹⁴ Il *Network of Economic Regulators* (NER) è un *forum* che promuove il dialogo tra le autorità dei Paesi membri e gli osservatori dell'OCSE, che hanno la responsabilità della regolazione economica in molteplici settori. Su richiesta del Comitato delle politiche di regolazione, organo dell'OCSE, il NER può fornire pareri ed elaborare studi sulle materie di sua competenza.

3.2 Promozione della concorrenza

3.2.1 Mercati all'ingrosso

La tavola 3.7 mostra il bilancio dell'energia elettrica in Italia nel 2018 a confronto con quello dell'anno precedente; i dati sono di fonte Terna e sono provvisori.

Nel 2018 la domanda elettrica è risultata ancora in aumento dello 0,5%, dopo l'incremento del 2% dell'anno precedente; la crescita, sia pure assai lieve, ha interessato tutti i settori produttivi, con una punta nel settore agricolo (+1,8%).

La domanda nazionale di energia elettrica è stata soddisfatta per l'87,1% dalla produzione nazionale (in calo dell'1,8% rispetto al 2017), mentre per la parte rimanente dal saldo con l'estero (13,9%); l'energia importata, risulta tra l'altro in aumento del 10%, mentre quella esportata è in calo (36,3%), facendo registrare un saldo di energia scambiata con l'estero in aumento del 16,3%.

Tavola 3.7 Bilancio di Terna dell'energia elettrica in Italia

TWh

| | 2017 | 2018 ^(A) | VARIAZIONE |
|---------------------------------------|----------------|---------------------|--------------|
| Produzione lorda | 295.830 | 290.585 | -1,8% |
| Servizi ausiliari | 10.564 | 10.269 | -2,8% |
| Produzione netta | 285.266 | 280.316 | -1,7% |
| Ricevuta da fornitori esteri | 42.895 | 47.179 | 10,0% |
| Ceduta a clienti esteri | 5.134 | 3.270 | -36,3% |
| Destinata ai pompaggi | 2.478 | 2.233 | -9,9% |
| Richiesta di energia elettrica | 320.548 | 321.992 | 0,5% |
| Perdite di rete | 18.668 | 18.619 | -0,3% |
| Consumi al netto delle perdite | 301.881 | 303.373 | 0,5% |

(A) Dati provvisori.

Fonte: Elaborazione ARERA su dati Terna.

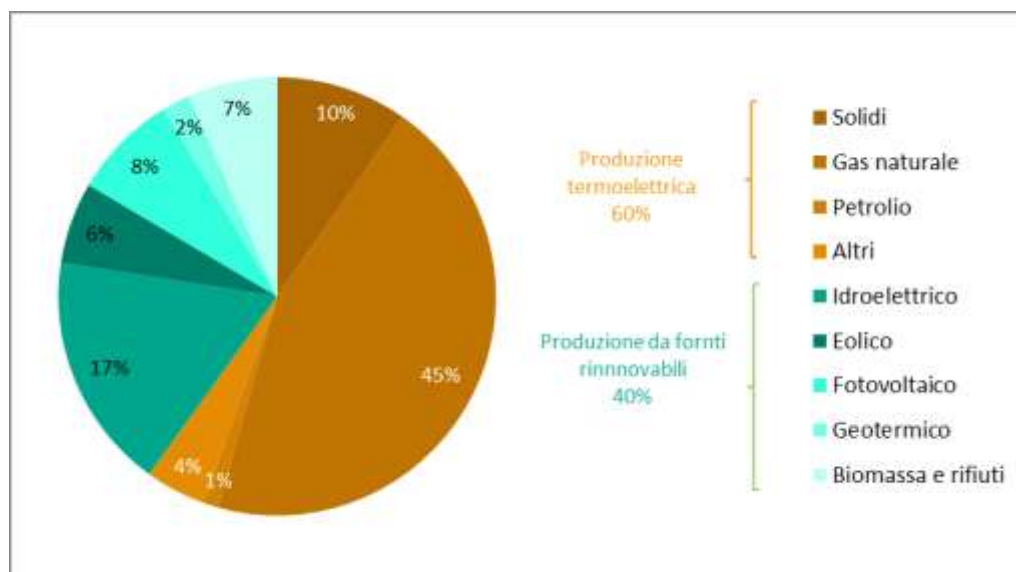
Nel 2018 si è registrata una diminuzione dell'1,8% della produzione nazionale lorda, scesa a 290,6 TWh dai 295,8 TWh del 2017. La diminuzione si registra per tutte le fonti, salvo l'idroelettrico che ha visto un aumento del 36,1% rispetto all'anno precedente.

In generale, mentre la produzione termoelettrica è diminuita dell'8,4%, la produzione da energia rinnovabile è aumentata del 10,4%, spinta dal forte aumento della fonte idrica; risultano, infatti, in flessione anche la produzione da fotovoltaico (-7,1%) e da eolico (-1,4%). Nella generazione termoelettrica l'utilizzo dei solidi è diminuito del 13,3%, quello di gas naturale è sceso del 7,6%, mentre i prodotti petroliferi sono diminuiti del 21,6%.

Nel 2018 il 40% della generazione lorda di energia elettrica è stato prodotto da fonti rinnovabili, mentre il 60% è stato realizzato con impianti termoelettrici; tra questi, il gas naturale ha assicurato il 45% della generazione lorda complessiva (Figura 3.5), una quota il lieve discesa rispetto al 47% dell'anno precedente. La quota della generazione lorda dei primi tre gruppi societari (Enel, Eni ed Edison) è risultata in lieve flessione (35,5% contro il 36,4% del 2017), mentre quelle di A2A ed EPH, che sono rispettivamente il quarto e il quinto gruppo per importanza nella generazione elettrica italiana, hanno registrato un leggero aumento. In generale, comunque, le differenze da un anno all'altro sono marginali per tutti i gruppi societari più importanti, vale a dire quelli con una quota superiore all'1% nel 2018, rispetto al totale Terna. Gli aumenti maggiori, seppure - come detto - contenuti, si registrano per i gruppi dove è rilevante la quota di produzione

da idroelettrico (es. A2A). La quota degli altri produttori di minore dimensione è aumentata rispetto all'anno precedente, passando dal 33,0% del 2017 al 34,2% del 2018.

Figura 3.5 Produzione lorda per fonte nel 2018



Fonte: Terna, dati provvisori.

Tavola 3.8 Sviluppo del mercato all'ingrosso

| ANNO | RICHIESTA ^(A) (TWh) | DOMANDA DI PUNTA (GW) | CAPACITÀ NETTA INSTALLATA (GW) | GRUPPI SOCIETARI CON QUOTA >5% NELLA GENERAZIONE NETTA | QUOTA % DEI PRIMI 3 GRUPPI NELLA GENERAZIONE NETTA |
|---------------------|-----------------------------------|--------------------------|--------------------------------------|--|--|
| 2001 | 304,8 | 52,0 | 76,2 | 4 | 70,7 |
| 2002 | 310,7 | 52,6 | 76,6 | 3 | 66,7 |
| 2003 | 320,7 | 53,4 | 78,2 | 4 | 65,9 |
| 2004 | 325,4 | 53,6 | 81,5 | 5 | 64,4 |
| 2005 | 330,4 | 55,0 | 85,5 | 5 | 59,4 |
| 2006 | 337,5 | 55,6 | 89,8 | 5 | 57,1 |
| 2007 | 339,9 | 56,8 | 93,6 | 5 | 54,7 |
| 2008 | 339,5 | 55,3 | 98,6 | 5 | 52,0 |
| 2009 | 320,3 | 51,9 | 101,4 | 5 | 50,6 |
| 2010 | 326,2 | 56,4 | 106,9 | 5 | 48,2 |
| 2011 | 332,3 | 56,5 | 118,4 | 4 | 43,6 |
| 2012 | 325,5 | 54,1 | 124,2 | 3 | 41,2 |
| 2013 | 316,0 | 53,9 | 124,7 | 3 | 39,1 |
| 2014 | 308,2 | 51,6 | 121,8 | 3 | 41,2 |
| 2015 | 315,0 | 60,5 | 118,3 | 3 | 40,1 |
| 2016 | 311,8 | 56,1 | 114,2 | 4 | 43,9 |
| 2017 | 318,1 | 56,4 | 114,2 | 5 | 35,6 |
| 2018 ^(B) | 319,4 | 57,8 | 115,0 | 5 | 38,6 |

(A) Al netto dell'energia destinata ai pompaggi e al lordo delle perdite di rete.

(B) Dati provvisori.

Fonte: Elaborazione ARERA su dati Terna e Indagine annuale sui settori regolati.

L'indice di Herfindahal-Hirschman (HHI) sulla generazione lorda, pari a 610, risulta in diminuzione rispetto al 2017, quando era pari a 638. Il numero di gruppi societari con almeno il 5% della generazione netta è rimasto invariato a 5, come nel 2017 (Tavola 3.8).

In Italia convivono molteplici meccanismi di incentivazione per gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, che vanno dalle tariffe incentivanti onnicomprensive (*feed in tariff*⁹⁵) agli strumenti incentivanti di tipo *feed in premium*⁹⁶. Nel complesso, gli strumenti incentivanti hanno permesso l'incentivazione di una quantità di energia elettrica che attualmente si attesta a circa 63 TWh, inferiore ai 65 TWh del 2017 (-2%), con un costo di 11,2 miliardi di euro, inferiore ai 12,1 del 2017 (-7%). Nel 2017 il 34% dei 65 TWh di energia rinnovabile incentivata è stata prodotta da impianti fotovoltaici, il 25% da impianti eolici e altrettanto dalle biomasse, il 13% attraverso impianti idrici e, infine, il 3% dalla fonte geotermica. Secondo i dati preconsuntivi, queste quote non mutano di molto nel 2018: il 32% proviene dal solare, il 26% dalle biomasse, il 25% dall'eolico, il 15% dalla fonte idrica e il 2% dal geotermico. Con il venir meno (nel 2016) del meccanismo dei certificati verdi, i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili trovano copertura, in generale, tramite una componente tariffaria denominata A_{SOS} . Tale componente, oltre ai costi sopra richiamati, consente anche l'erogazione dei regimi commerciali speciali (prezzi minimi garantiti e scambio sul posto) e l'erogazione degli strumenti incentivanti previsti per la cogenerazione (anche per gli impianti abbinati al teleriscaldamento alimentati da fonti non rinnovabili).

Come si è già visto, il fabbisogno di energia elettrica ha segnato un piccolo aumento rispetto all'anno precedente (0,4%), portandosi a 321,9 TWh (319,4 al netto dell'energia destinata ai pompaggi) (Tavola 3.8). Il saldo estero ha invece registrato un balzo del 16,3%, perché nel 2018 l'Italia risulta aver importato 43,9 TWh contro i 37,8 TWh del 2017. Conseguentemente, la quota di fabbisogno interno coperta dal saldo estero è risalita al 13,6% dall'11,8% mantenuto nei due anni precedenti. Le importazioni italiane sono cresciute del 10%, tornando sui livelli della media decennale, nonostante la consueta contrazione dell'energia importata rispetto alla capacità di trasporto disponibile sull'interconnessione Nord nel periodo invernale, dovuta in parte ai maggiori consumi degli impianti di riscaldamento alimentati a energia elettrica del Nord Europa e in parte alle nuove manutenzioni del parco nucleare francese. Anche nel 2018 è la Svizzera il paese da cui proviene la maggior parte (49%) del nostro saldo estero. Un altro 33% dell'elettricità netta importata viene dalla Francia e il 15% dalla Slovenia. Dall'Austria ne arriva solo il 3%, così come dalla Grecia quest'anno è giunto un 1,1%. Verso Slovenia, Francia e Austria è da tempo operativo il *market coupling*.

Nel 2018 la potenza netta complessiva si è attestata sui 115 GW (Tavola 3.8; dato provvisorio), che si ripartisce tra un 47% di rinnovabile e un 53% di termoelettrica. Il picco di domanda si è avuto il 1° agosto, quando il fabbisogno di potenza alla punta ha raggiunto 57,8 GW (56,4 GW nel 2017). Rispetto alla punta massima assoluta per il sistema elettrico italiano, registrata nell'estate 2015 (pari a 60,5 GW) il picco estivo 2018 è rimasto comunque inferiore.

Con riferimento alla capacità netta installata, i gruppi con una quota di mercato superiore al 5% sono quattro: Enel (24,2%), A2A (8%), Edison (5,7%) ed Eni (5%). La percentuale di capacità detenuta dai primi tre gruppi è del 32% in diminuzione rispetto al 2017 (37,8%). L'indice HHI relativo alla capacità netta installata evidenzia una lieve riduzione della concentrazione del mercato; infatti, il valore relativo al 2018 è pari 730, mentre era uguale a 755 nell'anno precedente.

Per quanto riguarda la composizione societaria degli operatori di produzione che hanno partecipato alla rilevazione del 2018⁹⁷ sono detenute in prevalenza da persone fisiche (55%), quindi da società diverse (31%) ed enti pubblici (6%). Relativamente alla provenienza dei soci che detengono quote del capitale sociale dei

⁹⁵ *Feed in tariff* significa che l'incentivo riconosciuto per l'energia elettrica immessa in rete include la vendita dell'energia elettrica che, quindi, non rimane nella disponibilità del produttore. L'energia elettrica immessa in rete viene ritirata a un prezzo già inclusivo dell'incentivo.

⁹⁶ *Feed in premium* significa che l'incentivo riconosciuto per l'energia elettrica prodotta non include la vendita dell'energia elettrica che rimane nella disponibilità del produttore.

⁹⁷ Qui, come del resto in tutto il volume, le quote sono calcolate senza alcuna ponderazione e fanno riferimento alla partecipazione diretta dei singoli soci nel capitale sociale dei produttori, senza quindi tener conto di alcuna partecipazione indiretta.

soggetti rispondenti si rileva come essa sia sostanzialmente italiana, visto che appena il 6,8% è di origine straniera.

La struttura del mercato elettrico

Il Gestore dei mercati energetici (GME) si occupa della gestione dei mercati dell'energia, ripartiti tra Mercato a pronti dell'energia (MPE) – a sua volta articolato nel Mercato del giorno prima (MGP), nel Mercato infragiornaliero (MI) e nel Mercato per i servizi di dispacciamento (MSD) – e Mercato a termine dell'energia elettrica (MTE) con obbligo di consegna fisica dell'energia.

A febbraio 2015 è stato avviato il *Multi-Regional Coupling* (MRC) sulla frontiera nord italiana con Francia, Austria e Slovenia. L'MRC è un processo di *market coupling* che introduce modelli di asta implicita a sostituzione delle aste esplicite giornaliere, coordinando l'allocazione della capacità e la vendita di energia, facilitando in tal modo sia l'integrazione dei vari mercati, grazie a uno sfruttamento ottimale della capacità di interconnessione (*Net Transfer Capacity* – NTC), sia l'annullamento di flussi antieconomici⁹⁸.

In seguito all'integrazione dei mercati *spot* (MGP e MI) nei progetti di *coupling* europeo, si è resa necessaria la riduzione delle scadenze di pagamento da due mesi a una settimana, affinché il GME potesse far fronte al fabbisogno finanziario necessario a saldare i pagamenti transfrontalieri, che avvengono a due giorni. In considerazione dell'esigenza segnalata da numerosi operatori di poter continuare a negoziare prodotti giornalieri, mantenendo il pagamento al secondo mese successivo a quello di scambio, a partire dal 29 settembre 2016 è stato istituito il Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG), dove tutti gli operatori del mercato elettrico possono negoziare in modalità continua contratti giornalieri di profilo diverso (*baseload* e *peakload*). Al momento, gli operatori possono offrire volumi a prezzi espressi solamente come differenziali rispetto al PUN medio effettivo per la data di consegna del prodotto in negoziazione.

Il GME, inoltre, gestisce la piattaforma per la consegna fisica dei contratti finanziari conclusi sull'IDEX (piattaforma per la Consegna derivati energia – CDE), segmento del mercato dei derivati di Borsa Italiana per la negoziazione di contratti finanziari *futures* sull'energia e raccoglie le offerte sul Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD⁹⁹) gestito da Terna. Nel novembre 2008, infatti, Borsa italiana ha lanciato il mercato italiano dei derivati elettrici (IDEX), dedicato alla negoziazione di strumenti finanziari derivati, aventi come sottostante il PUN. Il GME ha quindi stipulato un accordo di collaborazione con Borsa Italiana al fine di consentire agli operatori partecipanti a entrambi i mercati di regolare, mediante consegna fisica, i contratti finanziari conclusi sull'IDEX.

Gli operatori possono vendere e acquistare energia non solo attraverso il mercato organizzato del GME, ma anche stipulando contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte. A partire da maggio 2007 è entrata in vigore la PCE che introduce ampia flessibilità per gli operatori nell'ottimizzazione del proprio portafoglio di contratti nel medio-lungo periodo. Sulla PCE vengono registrati i quantitativi sottesi a contratti a termine bilaterali (per lo più negoziati su piattaforme di brokeraggio) e i quantitativi contrattati sulla piattaforma CDE, relativamente ai quali l'operatore abbia richiesto di esercitare l'opzione di consegna fisica sul mercato elettrico sottostante il contratto stesso.

⁹⁸ Ore in cui il flusso avviene dalla zona più costosa a quella meno costosa, cioè in direzione opposta a quella che suggerirebbe il differenziale di prezzo.

⁹⁹ Il Mercato per i servizi di dispacciamento (MSD) ha per oggetto l'approvvigionamento, da parte di Terna, delle risorse necessarie alla gestione in sicurezza del sistema attraverso la risoluzione delle congestioni intrazonali, la costituzione di capacità di riserva e il bilanciamento in tempo reale.

Contrattazione in Borsa e contrattazione bilaterale

Nel 2018 la quantità di energia elettrica scambiata nel Sistema Italia, pari a 295,6 TWh, è risultata in lieve aumento (+1,2% rispetto al 2017), in particolare nei mesi centrali dell'anno, raggiungendo il massimo livello degli ultimi sei anni (Tavola 3.9). Nelle singole zone si osservano dinamiche diverse rispetto allo scorso anno: mentre gli acquisti risultano in crescita in tutte le zone, con le uniche eccezioni del Centro-Nord (-0,5%) e del Centro-Sud (-1,4%), le vendite mostrano aumenti concentrati al Nord (+4,8%) e in Sicilia (+3,3%) e cali altrove, particolarmente significativi nella zona Centro-Sud (-10,9%).

Tavola 3.9 Mercato dell'energia elettrica

TWh

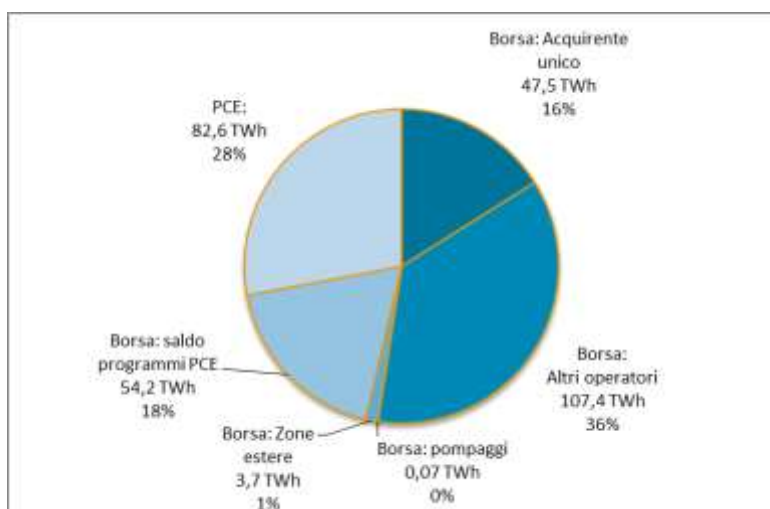
| ANNO | CONTRATTAZIONI SUL MGP | | |
|------|------------------------|--------------|-------------------|
| | Complessive | di cui Borsa | di cui bilaterali |
| 2004 | 231,6 | 67,3 | 164,3 |
| 2005 | 323,2 | 203,0 | 120,2 |
| 2006 | 329,8 | 196,5 | 133,3 |
| 2007 | 330,0 | 221,3 | 108,7 |
| 2008 | 337,0 | 232,6 | 104,3 |
| 2009 | 313,4 | 213,0 | 100,4 |
| 2010 | 318,6 | 199,5 | 119,1 |
| 2011 | 311,5 | 180,4 | 131,1 |
| 2012 | 298,7 | 178,7 | 120,0 |
| 2013 | 289,2 | 206,9 | 82,3 |
| 2014 | 282,0 | 185,8 | 96,1 |
| 2015 | 287,1 | 194,6 | 92,5 |
| 2016 | 289,7 | 202,8 | 86,9 |
| 2017 | 292,2 | 210,9 | 81,3 |
| 2018 | 295,6 | 213,0 | 82,6 |

Fonte: Elaborazione ARERA su dati GME.

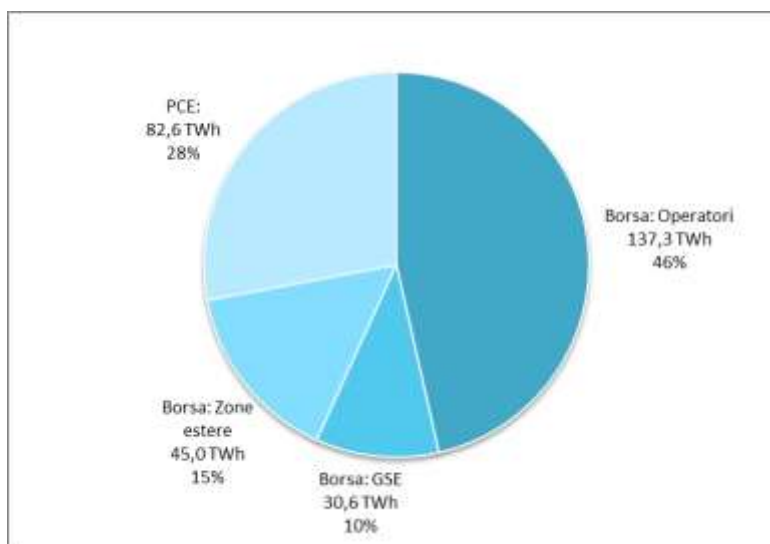
Relativamente al parco tecnologico, si osserva un aumento della componente rinnovabile (95,5 TWh venduti; +14,4% rispetto al 2017), trainata dagli impianti idroelettrici al Nord (+28%) e dagli impianti eolici al Sud (+20%) e in Sicilia (+19%); in lieve calo invece risultano le vendite degli impianti termoelettrici (149,6 TWh, -8,0%): in particolare quelli a carbone (-18%) e olii combustibili (-26%), sostituite in parte dalle maggiori importazioni (48,1 TWh, +9,1%).

Si conferma il trend positivo degli ultimi anni relativo ai volumi scambiati direttamente in borsa (213 TWh, +1,0%), valore più alto registrato dal 2010 e pari al 72% degli scambi totali su MGP; tale liquidità viene favorita in vendita dagli operatori non istituzionali (+3%), mentre in acquisto si rilevano minori volumi dell'Acquirente unico¹⁰⁰ (-1,9%), che continua tuttavia a soddisfare circa il 95% del suo fabbisogno in borsa. Ancorché in aumento rispetto al 2017, si confermano su livelli relativamente bassi i programmi derivati dalle registrazioni sulla PCE degli scambi bilaterali *over-the-counter* (83 TWh, +1,7%) (Tavola 3.10).

¹⁰⁰ Acquirente Unico è la società pubblica, interamente partecipata dal Gestore dei Servizi Energetici, nata con lo scopo di garantire la fornitura di energia elettrica ai clienti del servizio di maggior tutela. È responsabile per l'approvvigionamento di energia elettrica sul mercato all'ingrosso che rivende agli esercenti la maggior tutela a un prezzo che riflette i costi che ha sostenuto, compresi quelli per la materia energia. Nel tempo, la società ha assunto anche altri compiti in regime di avvalimento come, per esempio, la gestione del Sistema Informativo Integrato o del Portale Offerte,

Figura 3.6 Composizione della domanda di energia elettrica nel 2018

Fonte: Elaborazione ARERA su dati GME.

Figura 3.7 Composizione dell'offerta di energia elettrica nel 2018

Fonte: Elaborazione ARERA su dati GME.

Tavola 3.10 Contratti bilaterali

TWh

| CONTRATTI | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|
| Contratti bilaterali | 131,1 | 120,0 | 82,3 | 96,1 | 92,5 | 86,9 | 81,3 | 82,6 |
| Nazionali | 148,8 | 146,9 | 156,8 | 162,5 | 143,5 | 134,9 | 125,7 | 136,9 |
| di cui Acquirente unico | 36,8 | 38,8 | 43,9 | 37,9 | 29,1 | 17,6 | 3,7 | 2,5 |
| di cui altri operatori | 112,0 | 108,1 | 112,9 | 124,6 | 114,4 | 117,3 | 122,0 | 134,4 |
| Esteri | 0,4 | 0,5 | 0,1 | 28,5 | 0,1 | 0,03 | 0,07 | 0,0003 |
| Saldo programmi PCE ^(A) | -18,1 | -27,4 | -74,6 | -66,5 | -51,0 | -48,0 | -44,5 | -54,2 |

(A) In ciascun periodo rilevante, è la differenza tra la somma dei programmi di immissione e la somma dei programmi in prelievo, provenienti dalla Piattaforma Conti Energia, registrati su MGP. Il saldo programmi PCE è anche pari alla somma algebrica dei saldi fisici dei conti energia (in immissione e in prelievo).

Fonte: Elaborazione ARERA su dati GME.

Le operazioni di concentrazione nella generazione elettrica nel 2018

Nel 2018 si sono realizzate diverse operazioni societarie nell'ambito della generazione elettrica: il settore si presenta infatti particolarmente dinamico, con numerose cessioni e acquisizioni di impianti tra gli operatori, seppure perlopiù di piccole dimensioni.

Tra i principali gruppi appare significativa la politica di Erg che nel 2018 è salito tra i primi 5 operatori nella generazione da fonte solare in considerazione dell'acquisizione di diverse imprese specializzate nella produzione da energia fotovoltaica, tutte precedentemente appartenenti ad altro gruppo societario.

Da segnalare anche il riassetto delle attività di generazione all'interno del gruppo Eni: nel 2018 Enipower ha ceduto gli impianti fotovoltaici a una società di scopo dello stesso gruppo societario (Eni New Energy); in tal modo Enipower rimane attiva solo nella generazione termoelettrica.

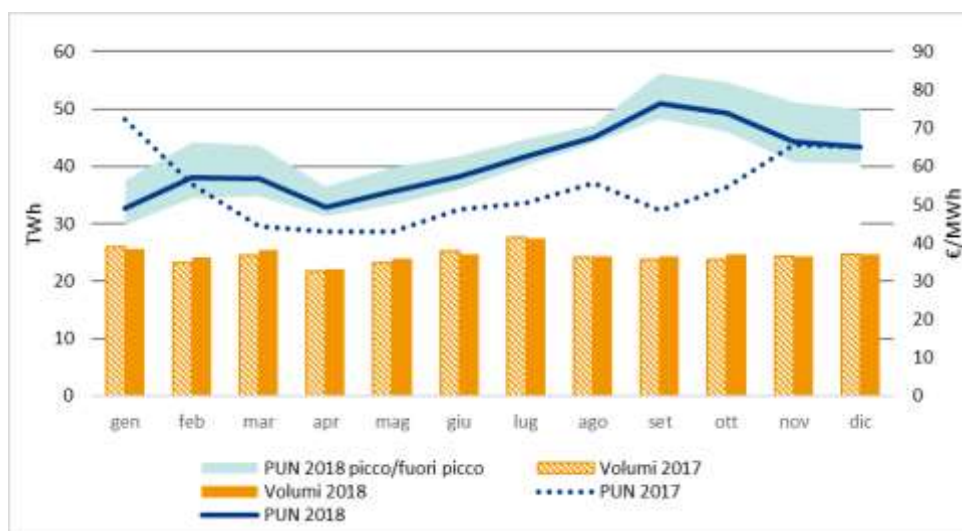
3.2.1.1 Monitoraggio dei prezzi del mercato all'ingrosso

Il mercato del giorno prima

Il prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica (PUN) nel 2018 ha continuato la ripresa dello scorso anno, portandosi a 61,31 €/MWh dai 53,95 €/MWh del 2017 (+14%), favorito da un rialzo dei costi della materia prima, in particolare del gas e della CO₂; gli aumenti si concentrano tra febbraio e ottobre (+13 €/MWh circa). Tale dinamica di crescita è rimasta omogenea per tutti i gruppi di ore: la media annuale si attesta a 68,46 €/MWh (+10%) nelle ore di picco¹⁰¹, a 59,03 €/MWh (+15%) nelle ore fuori picco dei giorni lavorativi e a 55,81 €/MWh (+18%) nei giorni festivi. Rimane quindi stabile la dinamica giornaliera dei differenziali di prezzo relativi tra diversi gruppi di ore, registrando anche una riduzione del differenziale nelle ore del mattino (Figura 3.8).

Figura 3.8 Andamento mensile del PUN e dei volumi scambiati complessivi per il Sistema Italia

Volumi in TWh; PUN (medio, di picco e fuori picco) in €/MWh



Fonte: GME.

A livello zonale la crescita dei prezzi si è caratterizzata per rialzi compresi tra il 12-19% e valori compresi tra i 59 €/MWh del Sud, che si conferma per il decimo anno consecutivo la zona con il prezzo più basso, e i 69

¹⁰¹ Le ore di picco riguardano i soli giorni lavorativi e sono comprese tra le 8:00 e le 20:00, ovvero i periodi rilevanti da 9 a 20.

€/MWh della Sicilia, che registra invece il prezzo zonale più alto per il dodicesimo anno consecutivo. Quest'ultima continua a registrare un incremento del suo differenziale con la zona Nord (8,77 €/MWh contro i quasi 5-6 €/MWh del biennio precedente), mentre si annulla il differenziale tra la Sardegna e la zona Nord, che negli ultimi anni aveva invece registrato delta compresi tra 1 e 3 €/MWh.

Nel suo secondo anno di piena operatività, il Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) ha registrato 2.373 transazioni, per un totale di 3,2 TWh (-19%) scambiati, con profilo prevalentemente *baseload* (80%). Gli scambi risultano concentrati nella prima metà dell'anno, in corrispondenza di una maggior attività dell'Acquirente unico, principale controparte in acquisto di questo mercato (78% dei volumi). Il prezzo medio dei prodotti giornalieri sulla tipologia *baseload* si riduce a 0,18 €/MWh (-0,06 €/MWh), senza particolari variazioni infra-annuali.

Mercato a termine dell'energia

Sul mercato a termine gestito dal GME, relativamente ai prodotti standardizzati con consegna fisica, sono stati scambiati nel 2018 un totale di circa 1,2 TWh, in lieve calo rispetto allo scorso anno (-13%) (Tavola 3.11). La quota più rilevante dei volumi negoziati (MW) risulta di profilo *baseload* (87%), in particolare per la durata mensile (53%) e trimestrale (28%). Mediamente si sono registrati 12 abbinamenti al mese, che risultano maggiormente concentrati nei mesi di marzo, ottobre e novembre. Per il terzo anno consecutivo non si è registrata alcuna transazione bilaterale a soli fini di *clearing*.

Tavola 3.11 Volumi scambiati sul Mercato a termine

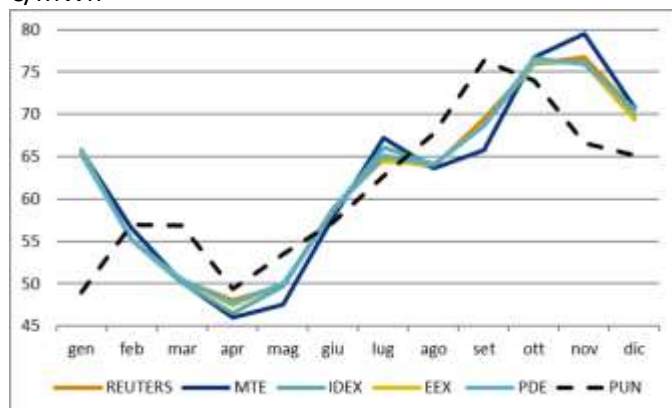
MWh

| DURATA | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | VARIAZIONE 2017/2018 | QUOTA |
|----------------|-------|--------|--------|-------|--------|-------|-------|-------|-------|-------------------------|-------|
| CONTRATTI (MW) | 2.366 | 7.673 | 8.882 | 2.171 | 2.944 | 1.004 | 411 | 518 | 391 | -25% | 100% |
| Baseload | 1.146 | 5.563 | 8.253 | 679 | 2.829 | 899 | 323 | 449 | 357 | -20% | 91% |
| Peakload | 1.220 | 2.110 | 629 | 1.492 | 115 | 105 | 88 | 69 | 34 | -51% | 9% |
| VOLUMI (GWh) | 6.285 | 31.667 | 30.358 | 7.996 | 18.402 | 5.087 | 1.069 | 1.356 | 1.191 | -12% | 100% |
| Baseload | 5.011 | 28.007 | 28.895 | 3.618 | 18.356 | 5.007 | 1002 | 1.335 | 1.155 | -13% | 97% |
| Peakload | 1.275 | 3.660 | 1.463 | 4.379 | 46 | 79 | 67 | 21 | 36 | 70% | 3% |

Fonte: Elaborazione ARERA su dati GME.

Figura 3.9 Prezzi medi nel 2018 del prodotto *baseload* di durata mensile e scadenza nel mese successivo nelle diverse piattaforme di negoziazione

€/MWh



Fonte: Elaborazione ARERA su dati di diverse fonti.

Osservando l'andamento delle quotazioni del prodotto a termine generalmente più liquido, ovvero il *base load* mensile con scadenza nel mese immediatamente successivo (M+1), gli operatori hanno indicato per i mesi del 2018 prezzi compresi tra 46 e 80 €/MWh. Tale andamento risulta in linea con la tendenza registrata nel corso dell'anno dal sottostante PUN, con un ritardo di un mese al massimo nella convergenza del livello dei prezzi (Figura 3.9).

Mercato infragiornaliero

I volumi complessivamente scambiati nel 2018 sul Mercato infragiornaliero (25,4 TWh) sono risultati stabili rispetto all'anno precedente, così come la maggior parte degli scambi (70%) ha continuato a distribuirsi nelle prime due sessioni del mercato, sebbene le sessioni successive registrino una sempre maggior rilevanza, toccando il massimo storico di volumi scambiati (7,5 TWh). I prezzi registrati rimangono fortemente correlati ai valori del Mercato del giorno prima, sia in termini temporali sia zonali; in particolare si registrano prezzi medi mensili¹⁰² in crescita da un minimo di 49-57 €/MWh di inizio gennaio fino a un picco di 74-84 €/MWh nel mese di settembre, per poi assestarsi a 66-74 €/MWh a fine anno. Si osserva inoltre che i prezzi delle prime 5 sessioni risultano tra loro fortemente allineati, mentre le sessioni MI5 e MI6 hanno registrato differenziali medi di prezzo fino a 11 €/MWh nei mesi di maggio e agosto. Anche su base zonale i prezzi riflettono le dinamiche del MGP, registrando il prezzo medio più basso nella macrozona Sud (58 €/MWh) e quello più alto in Sicilia (85 €/MWh).

Il grado di integrazione del mercato italiano nel contesto europeo

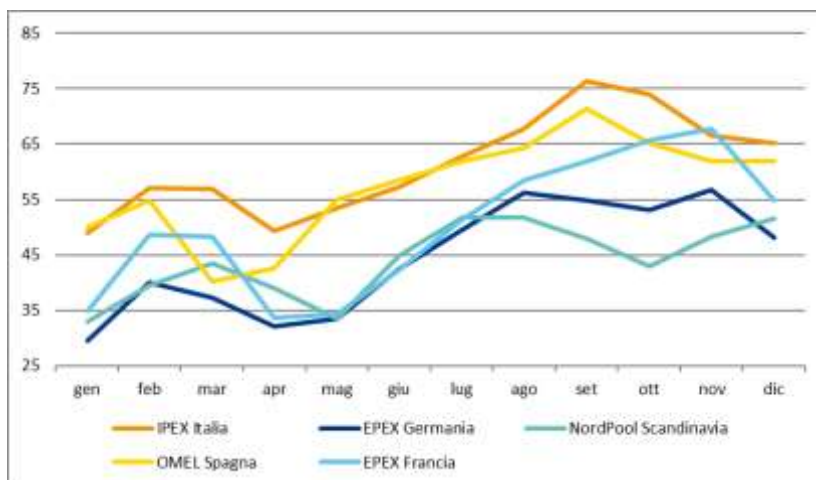
Persiste per il secondo anno consecutivo una dinamica al rialzo del prezzo dell'energia elettrica sul mercato europeo: rispetto al 2017, l'aumento maggiore del prezzo dell'energia si è registrato nel mercato scandinavo (NordPool) dove è cresciuto del 49,6%, ma un notevole aumento si è registrato anche in Germania (EPEX), dove è salito del 30,1%. Più contenuti, invece, sono stati gli aumenti in Italia (+13,6%), in Francia (11,6%) e in Spagna (9,7%).

In effetti, il rialzo del prezzo dell'energia elettrica sul mercato europeo si è distribuito sostanzialmente in 3 macroregioni: una regione settentrionale composta dai paesi scandinavi e dalla Germania con prezzi in aumento a 44 €/MWh, una fascia continentale comprendente Francia e Slovenia con un più alto livello di prezzi (50 €/MWh) sebbene con rialzi meno marcati e infine una fascia mediterranea con Italia e Spagna, che prezzano rispettivamente 57 €/MWh e 61 €/MWh.

In particolare, i meccanismi di *coupling* hanno consentito il sostanziale allineamento¹⁰³ dei prezzi delle tre macroregioni in 78 ore (+13 rispetto al 2017), concentrate nei mesi di marzo, aprile e dicembre e, al pari dell'anno precedente, nelle ore di basso carico mattutino. Si osserva, inoltre, a partire dal 1° ottobre 2018, la separazione tra le zone Austria e Germania, prima quotate congiuntamente in ambito PCR (*Price coupling of Regions*). Nell'ultimo trimestre del 2018, il prezzo della prima è di circa +10 €/MWh rispetto alla seconda e separata da questa in circa il 75% delle ore. Relativamente alla frontiera italiana settentrionale, lo stesso meccanismo di *coupling* ha allocato mediamente ogni ora una capacità di 2,9 GWh in import (+60 MWh rispetto al 2017) e 1,1 GWh in export (-104 MWh); in particolare la quota di capacità totale allocata in asta implicita risulta circa l'80% sul confine sloveno (+25 punti percentuali), l'86% sul confine francese (+4 punti percentuali) e il 93% sul confine austriaco (+2 punti percentuali).

¹⁰² I valori si riferiscono alle medie dei prezzi nelle sole zone nazionali.

¹⁰³ L'allineamento viene inteso come un differenziale di prezzo inferiore a 1 €/MWh nella singola ora tra le seguenti frontiere: Nord-Francia, Francia-Germania, Germania-Area scandinava.

Figura 3.10 Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2018Valori medi *baseload*; €/MWh

Fonte: Elaborazione ARERA su dati delle Borse elettriche europee.

3.2.1.2 Monitoraggio del livello di trasparenza, compreso il rispetto degli obblighi sulla trasparenza e sul grado e sull'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza

Nei primi mesi dell'anno 2018, l'Autorità ha completato tutti i procedimenti prescrittivi avviati nel giugno 2016 a seguito dell'attività di monitoraggio dei mercati all'ingrosso. Quest'ultima ha messo in evidenza come, nel periodo compreso tra gennaio 2015 e luglio 2016, si fossero verificati diversi casi di mancato rispetto dei principi di diligenza, prudenza, perizia e previdenza che dovrebbero caratterizzare il comportamento di un utente del dispacciamento nella programmazione dei prelievi e delle immissioni nell'ambito del servizio di dispacciamento¹⁰⁴.

Inoltre, al fine di aumentare l'efficacia degli strumenti di monitoraggio a disposizione dell'Autorità, nell'anno 2018 è stata data priorità alla definizione di analisi sui dati storici in *input* all'algorithmo di risoluzione della fase di programmazione del mercato per il servizio di dispacciamento, con particolare riferimento alla definizione dei vincoli a rete integra e non integra per il controllo della potenza reattiva, nonché alle modalità di simulazione degli esiti del medesimo mercato conformemente a quanto previsto dal Testo integrato per il monitoraggio del mercato all'ingrosso e del mercato per il servizio di dispacciamento (all'art. 3, comma 3.11). Con questi sviluppi è stato possibile ricostruire storicamente la struttura di mercato in cui inquadrare i procedimenti aventi a oggetto le strategie d'offerta adottate da alcuni utenti del dispacciamento titolari di unità di produzione abilitate al mercato per il servizio di dispacciamento.

¹⁰⁴ Come già illustrato più in dettaglio nell'*Annual Report 2017*, il monitoraggio dei mercati all'ingrosso, compiuto ai sensi del Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) (TIMM), aveva evidenziato che nel primo semestre 2016:

- alcuni utenti del dispacciamento, titolari di unità di consumo o di unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, sembravano aver adottato strategie di programmazione non coerenti con i principi di diligenza, prudenza, perizia e previdenza che dovrebbero caratterizzare il comportamento di un operatore nell'ambito del servizio di dispacciamento;
- alcuni utenti del dispacciamento sembravano aver adottato comportamenti tali da innalzare il valore del corrispettivo per l'approvvigionamento di risorse nell'MSD (c.d. *uplift*).

Pertanto, il 24 giugno 2016 l'Autorità ha avviato con la delibera 342/2016/E/eel un procedimento per l'adozione di misure prescrittive e la valutazione di potenziali abusi, nei confronti di diversi utenti del dispacciamento che hanno messo in atto le condotte sopra descritte, volti a promuovere la concorrenza e a garantire il buon funzionamento dei mercati.

La chiusura dei singoli procedimenti prescrivibili non ha precluso l'avvio di altrettanti procedimenti sanzionatori per violazione della disciplina del dispacciamento.

Remit

In tema di monitoraggio dei mercati all'ingrosso va segnalata anche l'attività svolta per l'implementazione del REMIT entrato pienamente nella sua fase attuativa a livello europeo e nazionale.

Nel corso del 2018, l'Autorità ha rafforzato il coordinamento con il GME e con Terna in relazione agli obblighi di segnalazione di potenziali violazioni degli articoli 3 e 5 del regolamento (UE) 1227/2011 concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (REMIT), che l'articolo 15 assegna loro in quanto gestori di mercato, ovvero "persone" che compiono operazioni su prodotti energetici all'ingrosso a titolo professionale (PPAT). Inoltre, l'Autorità ha confermato il proprio contributo fattivo ai gruppi di lavoro sia in ambito ACER sia in ambito CEER, al fine di promuovere un approccio coordinato nell'implementazione del regolamento REMIT, contribuendo a:

- la predisposizione delle Linee guida di ACER dedicate all'individuazione di specifiche fattispecie manipolative;
- l'aggiornamento costante del *Market Monitoring Handbook*, manuale a uso interno dell'ACER e dei regolatori volto a promuovere la cooperazione e il coordinamento nella gestione dei casi REMIT;
- la condivisione di strumenti, metodologie e mezzi per la sorveglianza dei mercati all'ingrosso, nonché delle problematiche relative al coordinamento dei casi di potenziale abuso di mercato di dimensione transfrontaliera;
- il monitoraggio dell'evoluzione della normativa finanziaria.

3.2.2 Mercati al dettaglio

Nel 2018, in base ai dati pubblicati da Terna, i consumi totali (al netto delle perdite) sono risultati pari a circa 303 TWh, in crescita dello 0,5% rispetto a quelli del 2017. La tavola 3.12 descrive la ripartizione di questi ultimi per settore finale di utilizzo.

Tavola 3.12 Ripartizione dei consumi elettrici nazionali per settore finale

TWh

| SETTORE PRODUTTIVO | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | Variazione 2017/18 |
|--------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-----------------------|
| Domestico | 64,3 | 66,2 | 64,3 | 65,5 | 65,5 | 0,1% |
| Agricoltura | 5,4 | 5,7 | 5,6 | 6,0 | 6,1 | 1,8% |
| Industria | 122,5 | 122,4 | 122,7 | 125,5 | 126,2 | 0,6% |
| Terziario | 98,9 | 102,9 | 102,9 | 104,9 | 105,5 | 0,6% |
| TOTALE | 291,1 | 297,2 | 295,5 | 301,9 | 303,4 | 0,5% |

Fonte: Terna.

Nell'ambito dell'Anagrafica operatori dell'Autorità, hanno dichiarato di aver svolto nel 2018 (anche per un periodo limitato dell'anno) l'attività di vendita di energia elettrica 127 soggetti nel mercato di maggior tutela, 2 nella salvaguardia e 638 nel mercato libero. Nel 2017 i venditori erano pari a 131 nella maggior tutela, 2 nella salvaguardia e 565 nel mercato libero. Il numero di soggetti esercenti la maggior tutela è quindi

diminuito di cinque unità rispetto al 2017, quale esito di operazioni societarie di cessione dell'attività¹⁰⁵. Al contrario – e come di consueto – il numero delle imprese di vendita di energia elettrica nel mercato libero è invece decisamente aumentato (di 73 unità). Il trend di espansione dei venditori perdura pressoché ininterrottamente dal 2008. All'Indagine annuale dell'Autorità hanno risposto 127 (cioè tutti) soggetti che esercitano il servizio di maggior tutela e 496 (cioè il 78% di 638) imprese che vendono elettricità nel mercato libero. Di queste, 62 hanno dichiarato di essere rimaste inattive per tutto il corso dell'anno. Di conseguenza, sono 434 le imprese risultate attive nel mercato libero che hanno risposto all'Indagine annuale.

La tavola 3.13 presenta la ripartizione delle vendite finali di energia elettrica (al netto degli autoconsumi e delle perdite di rete) insieme al numero totale dei clienti¹⁰⁶ per tipologia di mercato, determinata sulla base dei dati dell'Indagine annuale dell'Autorità forniti dagli operatori elettrici: produttori, esercenti i servizi di maggior tutela e di salvaguardia, grossisti e venditori del mercato libero. I dati di vendita raccolti dall'Autorità (considerati unitamente agli autoconsumi) sono rappresentativi di una popolazione che riflette il 93%¹⁰⁷ dei consumi finali stimati da Terna, il gestore delle rete elettrica.

I risultati dell'Indagine annuale (come di consueto, da considerarsi provvisori per il 2018) mostrano che lo scorso anno sono stati venduti al mercato finale poco più di 255 TWh a circa 37 milioni di clienti. Rispetto al 2017 il consumo totale di energia elettrica è rimasto sostanzialmente stabile con una lieve flessione verso il basso (-0,5%), così come i consumatori, che sono diminuiti dello 0,4%. La contrazione dei consumi si è avvertita maggiormente tra le famiglie, mentre i consumi del settore non domestico hanno sostanzialmente tenuto; viceversa, si sono persi più clienti nel settore non domestico rispetto a quelli persi nel settore domestico. Come succede ormai da tempo, il servizio di maggior tutela ha perso ulteriore terreno a vantaggio del mercato libero. Nel 2018, inoltre, anche il servizio di salvaguardia ha subito un deciso ridimensionamento.

In un mercato finale che complessivamente si è ridotto di 1,3 TWh, i volumi di vendita del mercato tutelato si sono ridotti di 4,7 TWh (-9,4% rispetto al 2017), il mercato libero ha guadagnato 3,4 TWh rispetto all'anno precedente (1,7%), mentre nel regime di salvaguardia le vendite sono calate dello 0,9% (-39 GWh).

Il numero dei consumatori complessivo è diminuito nel 2018 di 138.000 unità scendendo così a 36,7 milioni. La riduzione dei punti di prelievo è avvenuta nella maggior tutela, che ha perso 1 milione e 750.000 punti, e nel servizio di salvaguardia, che si è ridotto di 11.000 unità, mentre nel libero i clienti sono cresciuti di 1 milione e 623.000 unità rispetto al 2017.

Nel 2018 il mercato della salvaguardia si è ridotto del 12% circa in termini di punti di prelievo, ma solo dello 0,9% in termini di energia consumata (-39 GWh). Come si vedrà più in dettaglio nelle pagine che seguono (si veda il paragrafo dedicato), la forte contrazione nei punti di prelievo è da attribuire ai clienti allacciati in bassa e media tensione, mentre quelli in alta tensione sono leggermente aumentati.

Come si è detto poco sopra, l'elettricità fornita sul mercato libero nel 2018 ha evidenziato invece una crescita: con 205,6 TWh venduti, infatti, il livello delle vendite è salito dell'1,7% rispetto al 2017. Il numero dei clienti complessivamente serviti è cresciuto 1,6 milioni di unità, più nel settore domestico (+11,7%) che nel settore non domestico (+7,1%). Il consumo medio unitario si è quindi abbassato di un altro 8%, come accade ormai da molti anni: dai 25.500 kWh/anno del 2011, nel 2018 è sceso a 12.000 kWh/anno. Il costante ridimensionamento è dovuto soprattutto all'ingresso in questo mercato dei consumatori domestici, tipicamente caratterizzati da valori di prelievo medio inferiori a quelli dei consumatori non domestici (e nel tempo sempre più bassi).

¹⁰⁵ Infatti, l'uscita dei cinque soggetti è dovuta alla cessione dell'attività di vendita a clienti tutelati delle aziende Hofer Ernst e Asm Laces a Edyna, del Comune di Isera a Set Distribuzione e di Eni Gas e Luce (che l'aveva ereditata da Eni nel luglio 2017) a EnergiaBaseTrieste dall'1 gennaio 2018.

¹⁰⁶ Approssimato dal numero dei punti di prelievo sempre conteggiati secondo il criterio del *pro die* (cioè conteggiati per le frazioni di anno per le quali sono stati serviti).

¹⁰⁷ Per ottenere la percentuale indicata occorre sommare ai consumi finali dell'Indagine esposti nella tavola 3.15 i dati raccolti nell'Indagine a titolo di autoconsumi propri e di gruppo, oltre che di vendite a clienti finali non allacciati a reti di distribuzione che non sono inclusi nella tavola stessa.

Complessivamente, quindi, la quota di energia venduta nel mercato tutelato è scesa al 17,7% di tutta l'energia venduta al mercato finale (contro il 19,5% del 2017), quella del servizio di salvaguardia è rimasta all'1,7% (stessa quota dal 2016), mentre quella del mercato libero ha raggiunto l'80,6% (contro il 78,8% del 2016). In termini di punti di prelievo il rapporto tende a rovesciarsi: il 53,6% dei clienti è tuttora servito in maggior tutela, il 46,2% è passato al mercato libero.

Tavola 3.13 Mercato finale della vendita di energia elettrica

Al netto degli autoconsumi e delle perdite

| | VOLUMI (GWh) | | | PUNTI DI PRELIEVO (migliaia) | | |
|---------------------------|----------------|----------------|--------------|------------------------------|---------------|--------------|
| | 2017 | 2018 | VAR. % | 2017 | 2018 | VAR. % |
| Mercato di maggior tutela | 49.979 | 45.271 | -9,4% | 21.455 | 19.704 | -8,2% |
| Domestico | 33.495 | 30.658 | -8,5% | 18.083 | 16.659 | -7,9% |
| Non domestico | 16.484 | 14.613 | -11,4% | 3.371 | 3.046 | -9,7% |
| Servizio di salvaguardia | 4.309 | 4.269 | -0,9% | 91 | 80 | -11,9% |
| Mercato libero | 202.140 | 205.583 | 1,7% | 15.349 | 16.972 | 10,6% |
| Domestico | 24.256 | 26.520 | 9,3% | 11.449 | 12.794 | 11,7% |
| Non domestico | 177.884 | 179.062 | 0,7% | 3.901 | 4.179 | 7,1% |
| MERCATO FINALE | 256.428 | 255.123 | -0,5% | 36.895 | 36.757 | -0,4% |

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2018 il numero di **clienti domestici** è risultato pari a 29,5 milioni, di cui 16,7 serviti nella maggior tutela e 12,8 milioni nel mercato libero (Tavola 3.13). In un contesto di riduzione complessiva (-79.000 punti di prelievo domestici rispetto al 2017), prosegue il percorso di spostamento dei consumatori verso il mercato libero: a fronte di 1 milione e 424.000 punti di prelievo domestici persi nel mercato tutelato rispetto al 2017, il libero infatti ne ha guadagnati 1 milione e 345.000 in più. Le famiglie che acquistano energia sul mercato libero sono cresciute dell'11,7%, mentre quelle servite in maggior tutela sono diminuite del 7,9%. Valutando le quote dei due mercati in termini di numerosità dei clienti si osserva che nel 2018 il mercato libero ha raggiunto il 43,4%. A dodici anni di distanza dalla completa apertura del mercato elettrico, avvenuta il 1° luglio 2007, il servizio di maggior tutela serve ancora ben più della metà della clientela domestica.

Il consumo medio unitario delle famiglie nel mercato tutelato è più basso rispetto a quello delle famiglie che acquistano l'energia nel mercato libero: 1.840 kWh/anno contro 2.073 kWh/anno, ma entrambi risultano diminuiti rispetto al 2017. Il differenziale tra i due mercati si è inoltre leggermente ridotto nel 2018 a 233 kWh/anno (era 266 nel 2017), a causa della maggior contrazione (-46 kWh) subita del consumo medio unitario delle famiglie servite nel libero rispetto a quella evidenziata in tutela (-12 kWh).

Servizio di maggior tutela

Le famiglie e le piccole imprese¹⁰⁸ connesse in bassa tensione che non abbiano stipulato un contratto di compravendita nel mercato libero usufruiscono del mercato a condizioni standard (servizio di maggior tutela). Il servizio è garantito da apposite società di vendita o dalle imprese distributrici con meno di 100.000 utenti allacciati alla propria rete, sulla base di condizioni economiche e di qualità commerciale indicate dall'Autorità.

¹⁰⁸ Ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito con modificazioni dalla legge 3 agosto 2007, n. 125, sono "piccole imprese" i clienti finali diversi dai clienti domestici aventi meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo o un totale di bilancio non superiore a 10 milioni di euro.

Più precisamente, nell'ambito del regime di offerta standard, un unico acquirente (denominato "Acquirente Unico") è responsabile per l'approvvigionamento di energia elettrica sul mercato all'ingrosso che rivende agli esercenti la maggior tutela a un prezzo che riflette i costi che ha sostenuto, compresi quelli per la materia energia. I prezzi di maggior tutela sono stabiliti dall'Autorità sulla base dei prezzi del mercato all'ingrosso al fine di coprire i costi di fornitura sostenuti dalle imprese incaricate di fornire questo servizio. Per quanto riguarda la componente a copertura dei costi di commercializzazione, il criterio utilizzato dall'Autorità riflette i costi sostenuti da un ipotetico nuovo operatore per accedere al segmento di mercato delle vendite di elettricità alle famiglie. In sintesi, la componente energia dei prezzi di maggior tutela è impostata secondo una metodologia basata sul mercato, mentre la componente di commercializzazione è impostata secondo una metodologia di costo standard, basata sui costi di ingresso di un ipotetico nuovo operatore. Il prezzo totale è addebitato a tutti i consumatori forniti nel regime di offerta stante senza differenziazione geografica.

Nel 2018 sono stati venduti, a condizioni di maggior tutela, 45,3 TWh a circa 19,7 milioni di punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die*). Rispetto al 2017, i consumi sono scesi di 4,7 TWh (-9,4%), mentre i punti di prelievo serviti sono diminuiti di 1,7 milioni di unità (-8,2%). Il calo nel numero di punti di prelievo conferma una tendenza in atto da molti anni: il servizio è nato, in via transitoria, al momento della completa apertura del mercato per supportare le famiglie e le piccole imprese che non erano ancora in grado di scegliere un fornitore e andrà a esaurirsi nel tempo, anche in forza delle disposizioni normative in materia (cioè a partire dal 1° luglio 2020, secondo le ultime disposizioni legislative). Così, lo scorso anno sono usciti dal servizio di maggior tutela 1,4 milioni di clienti domestici (7,9% del totale) e 0,3 milioni di clienti con altri usi (-9,7%). Nell'ambito delle famiglie, la diminuzione dei residenti (1 milione, -7%) è proporzionalmente inferiore a quella dei non residenti (0,4 milioni, -11%).

Poiché, in generale, nel 2018 i consumi elettrici sono lievemente diminuiti rispetto all'anno precedente, le riduzioni nelle quantità vendute (-8,5% per i domestici e -11,6% per gli altri usi) sono superiori a quelle dei punti serviti (-7,9% domestici, -9,7% altri usi). Presenta variazioni più contenute l'illuminazione pubblica, per la quale si registra una diminuzione dell'1,2% nel numero di punti serviti e del 3% nell'energia venduta; occorre comunque considerare che si tratta di un settore di consumo abbastanza marginale. Sono cambiate poco, rispetto al 2017, le quote delle varie categorie sul consumo totale. Il 67,7% dei volumi è stato acquistato dalla clientela domestica (30,7 TWh) che, in termini di numerosità (16,7 milioni di punti di prelievo), rappresenta l'84,5% del totale.

Le condizioni contrattuali prevalenti nel servizio di maggior tutela sono, come di consueto, la bioraria obbligatoria e la multioraria, che insieme riguardano il 97,3% dei punti di prelievo. Quasi tutti i clienti domestici (97,2%) pagano la tariffa bioraria obbligatoria, vale a dire quella condizione economica che varia per fascia oraria nella giornata e che, a partire dall'1 luglio 2010, viene applicata automaticamente ai clienti dotati di contatore elettronico riprogrammato; solo l'1,8% dei clienti paga la tariffa bioraria volontaria, quella cioè richiesta esplicitamente dai clienti anche prima dell'1 luglio 2010; al restante 1% dei punti di prelievo domestici è ancora applicata la vecchia tariffa monoraria.

Nell'ambito dei clienti domestici, i residenti rappresentano il 78,5% dei punti di prelievo e l'89,3% dei consumi. Il 92% dei residenti ha un contratto con potenza sino a 3 kW. (Tavola 3.14). Nel 2018 il consumo medio unitario del cliente domestico è stato pari a 1.840 kWh/anno, quasi invariato rispetto ai 1.852 kWh registrati nel 2017. Considerando che gran parte (72,2%) dei clienti domestici residenti in maggior tutela ha un contratto con potenza fino a 3 kW, si può individuare il consumo medio delle famiglie italiane in 1.946 kWh/anno, un valore di 31 kWh inferiore a quello osservato nel 2017. Più elevato, pari a 3.792 kWh, e anch'esso in lieve diminuzione, è il consumo medio dei residenti con potenza superiore a 3 kW, che lo scorso anno era pari a 3.830 kWh; in diminuzione è anche il consumo medio dei non residenti, che è passato dai 926 kWh del 2017 ai 918 kWh del 2018, livello identico a due anni prima.

Si osserva, inoltre, che posto pari a 100 il numero dei punti di prelievo residenti con potenza fino a 3 kW, che come si è appena detto rappresentano la parte più rilevante dei clienti domestici serviti a condizioni standard, ben 91,1 appartengono alle prime quattro classi di consumo: acquistano cioè al massimo 3.500 kWh/anno. Per quanto riguarda i residenti con potenza superiore a 3 kW, oltre due terzi (69,2%) ricadono nelle tre classi di consumo medio-grandi (da 2.500 a 15.000 kWh/anno); occorre comunque considerare che queste classi

rappresentano solo il 4,3% di tutti i clienti domestici serviti in maggior tutela. Per quanto riguarda, invece, i punti di prelievo dei non residenti (perlopiù seconde case), prevalgono bassi consumi unitari: il 72,1% di tali clienti cade nella prima classe (meno di 1.000 kWh/anno) e l'86,1% non supera i 1.800 kWh/anno.

Tavola 3.14 Clienti domestici nel servizio a condizioni standard per tipologia e per classe di consumo nel 2018

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia; consumo medio in kWh

| TIPOLOGIA DI CLIENTE E CLASSI DI CONSUMO ANNUO | VOLUMI | QUOTA | PUNTI DI PRELIEVO | QUOTA | CONSUMO MEDIO |
|---|---------------|---------------|----------------------|---------------|------------------|
| 0-1.000 kWh | 2.177 | 7,1% | 5.088 | 30,5% | 428 |
| 1.000-1.800 kWh | 5.715 | 18,6% | 4.066 | 24,4% | 1.405 |
| 1.800-2.500 kWh | 6.783 | 22,1% | 3.180 | 19,1% | 2.133 |
| 2.500-3.500 kWh | 7.692 | 25,1% | 2.622 | 15,7% | 2.933 |
| 3.500-5.000 kWh | 5.092 | 16,6% | 1.252 | 7,5% | 4.069 |
| 5.000-15.000 kWh | 2.869 | 9,4% | 439 | 2,6% | 6.542 |
| > 15.000 kWh | 331 | 1,1% | 13 | 0,1% | 26.004 |
| TOTALE DOMESTICI | 30.658 | 100,0% | 16.659 | 100,0% | 1.840 |
| DI CUI: | | | | | |
| Domestici residenti fino a 3 kW | 23.418 | 76,4% | 12.031 | 72,2% | 1.946 |
| Domestici residenti oltre 3 kW | 3.948 | 12,9% | 1.041 | 6,3% | 3.792 |
| Domestici non residenti | 3.293 | 10,7% | 3.587 | 21,5% | 918 |

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Tavola 3.15 Clienti non domestici nel servizio a condizioni standard per tipologia e per classe di consumo nel 2018

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia; consumo medio in kWh

| TIPOLOGIA DI CLIENTE E CLASSI DI CONSUMO ANNUO | VOLUMI | QUOTA | PUNTI DI PRELIEVO | QUOTA | CONSUMO MEDIO |
|---|---------------|---------------|----------------------|---------------|------------------|
| 0-5 MWh | 2.833 | 19,4% | 2.464 | 80,9% | 1.150 |
| 5 – 10 MWh | 1.834 | 12,6% | 262 | 8,6% | 6.995 |
| 10 - 15 MWh | 1.249 | 8,6% | 102 | 3,4% | 12.216 |
| 15 - 20 MWh | 1.004 | 6,9% | 58 | 1,9% | 17.314 |
| 20 - 50 MWh | 3.503 | 24,0% | 115 | 3,8% | 30.512 |
| 50 - 100 MWh | 2.161 | 14,8% | 32 | 1,0% | 67.873 |
| 100 - 500 MWh | 1.916 | 13,1% | 12 | 0,4% | 159.897 |
| 500 – 2.000 MWh | 100 | 0,7% | 0 | 0,0% | 678.386 |
| 2.000 – 20.000 MWh | 12 | 0,1% | 0 | 0,0% | 3.206.849 |
| 20.000 – 50.000 MWh | 0,4 | 0,0% | 0 | 0,0% | 29.188.400 |
| TOTALE NON DOMESTICI | 14.613 | 100,0% | 3.046 | 100,0% | 4.798 |
| DI CUI | | | | | |
| Non domestici fino a 16,5 kW | 7.394 | 50,6% | 2.815 | 92,4% | 2.627 |
| Non domestici oltre 16,5 kW | 6.828 | 46,7% | 212 | 6,9% | 32.274 |
| Illuminazione pubblica | 391 | 2,7% | 19 | 0,6% | 20.098 |

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 3.15 propone la ripartizione dei volumi (14,6 TWh) e dei punti di prelievo (3 milioni) relativi agli usi non domestici serviti a condizioni standard per classe di consumo. Come nel 2017, circa un quinto (19,4%) dell'energia destinata ad altri usi è stato venduto ai clienti della prima classe di consumo (<5 MWh/anno), che costituiscono l'80,9% dell'intera platea di consumatori non domestici. La seconda classe, quella dei clienti con consumi annui che variano tra 5 MWh e 10 MWh, comprende l'8,6% dei punti di prelievo e utilizza il 12,6% dell'elettricità venduta. Pertanto, l'89,5% dei clienti non domestici che acquistano energia elettrica per altri usi ha consumi annui che non superano i 10 MWh.

I punti di prelievo con potenza inferiore a 16,5 kW rappresentano il 92,4% dei consumatori non domestici serviti in maggior tutela e il 50,6% dei consumi. I punti di prelievo con potenza superiore a 16,5 kW sono solo il 6,9% dei consumatori, ma acquistano il 46,7% dei volumi. Questi clienti sono ovviamente caratterizzati da consumi annui più elevati: quasi la metà dei relativi punti di prelievo ricade nelle classi con consumi compresi tra 20 e 500 MWh.

Servizio di salvaguardia

Il servizio di salvaguardia accoglie i clienti non domestici che si trovano, anche temporaneamente, senza un contratto di compravendita di energia elettrica nel mercato libero, ma non hanno titolo per accedere al servizio di maggior tutela. Questi stessi clienti, inoltre, vengono ammessi al servizio di salvaguardia quando perdurano in una condizione di morosità.

Dal 2008 il servizio viene erogato da società di vendita selezionate tramite asta¹⁰⁹, che ottengono il diritto a esercitare il servizio per due anni consecutivi. Il servizio di salvaguardia per il biennio 2017-2018 è stato aggiudicato alla fine di novembre 2016 alle stesse imprese che lo hanno gestito nel periodo 2014-2016: Enel Energia ed Hera Comm. La nuova aggiudicazione ha comportato però variazioni nei territori serviti. La procedura di selezione per il biennio 2019-2020 si è conclusa il 26 novembre 2018 con l'aggiudicazione del servizio ai due precedenti operatori Enel Energia e Hera Comm, cui si è aggiunta anche la società A2A Energia.

Secondo i dati ricevuti dai due esercenti la salvaguardia nel 2018, il servizio si è notevolmente ristretto rispetto all'anno precedente. Più precisamente, lo scorso anno risultano essere stati serviti in regime di salvaguardia 80.457 punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die* e cioè conteggiati per le frazioni di anno per le quali sono stati serviti), contro i 91.345 del 2017. Complessivamente sono stati prelevati 4.269 GWh contro i 4.309 del 2017. In pratica, il mercato della salvaguardia si è ridotto del 12% circa in termini di punti di prelievo, ma solo dello 0,9% in termini di energia consumata rispetto al 2017 (Tavola 3.16).

La forte contrazione nei punti di prelievo è da attribuire ai clienti allacciati in bassa e media tensione, mentre quelli in alta tensione sono leggermente aumentati: da 21 a 26 unità. Complessivamente i punti serviti in bassa tensione sono diminuiti del 12% rispetto all'anno precedente, per effetto di una drastica diminuzione dei punti di illuminazione pubblica (-18%), ma anche di un forte calo dei punti relativi agli altri usi (-9,7%). Corrispondenti e significativi cali si sono manifestati nei volumi acquisiti da questi clienti che hanno acquistato 96 GWh in meno rispetto al 2017 (-6,3%). Anche i clienti in media tensione nel servizio di salvaguardia sono significativamente diminuiti all'incirca di circa 675 unità (-10,6%)

Il consumo medio degli utenti connessi in bassa tensione è leggermente aumentato da 17,9 a 19 MWh, quello degli utenti connessi in media tensione è passato da 413 a 457 MWh e i volumi mediamente prelevati dai clienti in alta tensione sono saliti da 8 a 9,7 GWh.

La quota di Enel Energia in questo mercato è leggermente aumentata, dal 45,2% del 2017 al 45,9% e il divario tra i due gestori della salvaguardia si è ristretto per la crescita registrata dalle vendite di Enel Energia (+0,6%), mentre quelle di Hera Comm sono diminuite del 2,1%.

¹⁰⁹ Come ha stabilito il decreto del Ministero dello sviluppo economico del 23 novembre 2007.

Tavola 3.16 Servizio di salvaguardia per tipologia di cliente nel 2017 e nel 2018

Volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

| TIPOLOGIA DI CLIENTE | VOLUMI | | | PUNTI DI PRELIEVO | | |
|----------------------------|--------------|--------------|--------------|-------------------|-------------|---------------|
| | 2017 | 2018 | VARIAZIONE | 2017 | 2018 | VARIAZIONE |
| Illuminazione pubblica | 543 | 478 | -12,0% | 23,6 | 19,3 | -18,0% |
| Altri usi | 977 | 946 | -3,1% | 61,4 | 55,4 | -9,7% |
| TOTALE BT | 1.520 | 1.424 | -6,3% | 85,0 | 74,8 | -12,0% |
| Illuminazione pubblica | 21 | 21 | 1,7% | 0,1 | 0,1 | -5,5% |
| Altri usi | 2.599 | 2.571 | -1,1% | 6,2 | 5,6 | -10,7% |
| TOTALE MT | 2.619 | 2.592 | -1,1% | 6,3 | 5,7 | -10,6% |
| Altri usi | 169 | 253 | 49,6% | 0,0 | 0,0 | 22,4% |
| TOTALE AT | 169 | 253 | 49,6% | 0,0 | 0,0 | 22,4% |
| TOTALE SALVAGUARDIA | 4.309 | 4.269 | -0,9% | 91,3 | 80,5 | -11,9% |

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Mercato libero

Come si è visto nelle pagine precedenti, secondo i dati (provvisori) raccolti nell'Indagine annuale sui settori regolati, nel 2018 sono stati venduti nel mercato libero dell'energia elettrica 205,6 TWh, 3,4 TWh in più del 2017, a poco meno di 17 milioni di clienti, cresciuti del 10,6% rispetto al 2017.

Il mercato libero è in continuo ampliamento sia in termini di clienti, sia in termini di energia venduta, sebbene l'espansione di quest'ultima sia avvenuta nel tempo a un ritmo meno sostenuto rispetto a quello dei clienti.

Indipendentemente dalle quantità vendute, si registra da anni un costante incremento nel numero di imprese attive, seppure dal 2014 a tassi decrescenti. Nel 2018 la crescita del numero di operatori è tornata vivace dopo il 2017 che, da questo punto di vista, ha rappresentato un'eccezione. In base alle risposte ottenute dall'Indagine annuale sui settori regolati, infatti, nel 2018 è tornato ad aumentare di 24 unità (+5,9%), mentre nel 2017 era cresciuto solo di 4 unità. La concomitante espansione del mercato, inferiore in termini percentuali, ha determinato un nuovo "normale" abbassamento del volume di vendita medio unitario delle imprese che operano su questo mercato, come negli anni precedenti. Nel 2018, infatti, il volume medio unitario di vendita delle imprese che operano sul mercato libero è risultato pari a 474 GWh, del 3,9% inferiore ai 493 GWh registrati nel 2017, raggiungendo quindi un nuovo punto di minimo nella serie storica. Esso infatti è sceso al 35% di quello osservato nel 2007 (1.349 GWh), anno di completa apertura del mercato.

Rispetto al 2017, il numero dei venditori di grandissima o grande dimensione (cioè con vendite superiori a 5 TWh) è rimasto invariato a 10 imprese. La porzione di mercato soddisfatta dalle imprese che vendono meno di 1 TWh nel 2018 è pari al 15%, mentre nel 2017 era pari al 15,6%. Diversamente dagli ultimi due anni, quindi, nel 2018 i venditori di più piccole dimensioni, pur crescendo di numero, non sono riusciti a erodere quote di mercato ai venditori di dimensione più ampia. In effetti, le imprese con vendite superiori a 1 TWh (ovvero 29 società, corrispondenti al 6,7% dei venditori attivi) hanno coperto l'85% delle vendite complessive; le stesse cifre, calcolate nel 2017, erano, rispettivamente, pari a 7,6% e a 84,4%.

Il 35% delle 434 imprese attive vende energia in un numero di regioni compreso tra 1 e 5; 87 imprese, pari al 20%, hanno venduto energia elettrica in tutto il territorio nazionale; le restanti 195 società (45%) hanno operato in un numero di regioni compreso tra 6 e 19. Nel 2017 le imprese che vendevano sull'intero territorio nazionale erano il 21,5% dei 410 venditori attivi e quelle con un territorio di vendita limitato a 5 regioni erano il 34,4%.

La composizione societaria del capitale sociale dei venditori di energia elettrica al 31 dicembre 2018, limitata alle partecipazioni dirette di primo livello, mostra una presenza straniera non particolarmente elevata: solo 25 società (sulle 415 che hanno fornito questi dati) hanno un socio di maggioranza non italiano. I partecipanti stranieri diretti risultano per lo più società svizzere, lussemburghesi, spagnole o britanniche, ma vi sono anche soci di maggioranza di altre nazioni (Germania, Austria, Slovenia, Norvegia, Malta, Romania e Stati Uniti d'America).

Tavola 3.17 Mercato libero per tipologia di cliente

| TIPOLOGIA DI CLIENTE | VOLUMI (GWh) | | | PUNTI DI PRELIEVO (migliaia) | | |
|------------------------|--------------|---------|------------|------------------------------|--------|------------|
| | 2017 | 2018 | VARIAZIONE | 2017 | 2018 | VARIAZIONE |
| BT | 80.294 | 83.857 | 4,4% | 15.249 | 16.860 | 10,6% |
| Domestico | 24.256 | 26.520 | 9,3% | 11.449 | 12.794 | 11,7% |
| Illuminazione pubblica | 4.226 | 4.103 | -2,9% | 224 | 224 | -0,1% |
| Altri usi | 51.811 | 53.234 | 2,7% | 3.576 | 3.842 | 7,4% |
| MT | 95.685 | 95.498 | -0,2% | 99 | 111 | 12,1% |
| Illuminazione pubblica | 321 | 322 | 0,4% | 0,90 | 0,98 | 9,4% |
| Altri usi | 95.364 | 95.176 | -0,2% | 98 | 110 | 12,2% |
| AT e AAT | 26.162 | 26.227 | 0,3% | 0,96 | 0,98 | 2,3% |
| Altri usi | 26.162 | 26.227 | 0,3% | 0,96 | 0,98 | 2,3% |
| TOTALE | 202.140 | 205.583 | 1,7% | 15.349 | 16.972 | 10,6% |

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Il dettaglio dei clienti per tipologia e per tensione (Tavola 3.17) mostra un aumento di quasi 1,6 milioni di punti serviti. In gran parte ai clienti in bassa tensione e in particolare a quelli domestici, anche se un discreto aumento si è avuto anche nei punti di prelievo degli altri usi (+7,4%). Le famiglie servite nel mercato libero sono aumentate di 1.345.000 unità, ovvero dell'11,7% rispetto al 2017; 266.000 nuovi punti di prelievo hanno acquistato l'elettricità nel mercato libero per altri usi in bassa tensione. Anche i clienti in media tensione, comunque, hanno registrato una significativa crescita, essendo aumentati di 12.000 unità (12,2%) da attribuire soprattutto agli altri usi, sebbene anche i punti per l'illuminazione pubblica siano saliti di 86 unità rispetto al 2017. Anche i punti di prelievo in alta/altissima tensione hanno evidenziato un lieve incremento, pur restando sotto le 1.000 unità.

Con l'eccezione degli altri usi in media tensione, per i quali nonostante il netto incremento dei clienti si è registrata una lieve riduzione (-0,2%) dell'energia acquistata rispetto al 2017, per tutte le altre tipologie di clienti le variazioni nell'energia acquisita hanno il medesimo segno di quelle osservate nell'entità dei clienti. Così si osserva una crescita molto positiva (+9,3%) dell'elettricità venduta alle famiglie, un incremento del 2,7% dell'energia acquistata per altri usi in bassa tensione e una certa riduzione nei volumi acquistati dall'illuminazione pubblica allacciati in bassa tensione (-2,9%) associata al calo dello 0,1% dei punti serviti.

Come sempre, tra i **clienti domestici**, la classe più rilevante in termini di punti di prelievo è quella con consumi compresi tra 1.000 e 1.800 kWh, che raccoglie il 25,3% dei clienti. Tuttavia, anche le classi limitrofe possiedono un peso simile. Se si guarda ai volumi di acquisto, invece, la classe più importante risulta quella con consumi compresi tra i 2.500 e i 3.500 kWh/anno, cui viene venduto il 25,9% di tutta l'energia acquisita dal settore domestico nel mercato libero. Di fatto, l'87,4% dei punti di prelievo possiede un livello di consumo che non supera i 3.500 kWh/anno. I consumi medi che emergono dai dati relativi al mercato libero risultano molto simili a quelli dei clienti domestici serviti in maggior tutela, tranne nel caso dei clienti che consumano fino a 1.000 kWh/anno per i quali, invece, il consumo medio nel libero (497 kWh) è del 16,2% più alto di quello dei clienti in maggior tutela, pari a 428 kWh.

Nel 2018 il 13,9% dei clienti domestici, circa 1,8 milioni, risulta aver sottoscritto un contratto *dual fuel*. Il

numero di clienti domestici con questo tipo di contratto¹¹⁰ è cresciuto, in quanto lo scorso anno erano 1,7 milioni, ma la loro quota è leggermente diminuita rispetto a quella registrata nel 2017 (che era il 14,6%). Il consumo complessivo di questi clienti è pari a 3,6 TWh, il 13,6% di tutta l'energia venduta ai clienti domestici sul mercato libero. La porzione di clienti domestici che acquista i contratti *dual fuel*, mantiene un trend abbastanza costante nel tempo, con piccoli spostamenti sia verso il basso sia verso l'alto. Anche in questo caso emergono consumi medi molto simili a quelli evidenziati dai clienti che sottoscrivono contratti per la sola energia elettrica.

In contrasto con quanto accade nel mercato a condizioni standard, dove la tariffa bioraria è largamente prevalente in quanto obbligatoria da una certa data in poi, la disaggregazione dei clienti per tariffa applicata nel mercato libero mostra una sostanziale preferenza per la modalità contrattuale monoraria, che è stata scelta dal 63,3% dell'intera clientela (che rappresenta il 62,2% dei volumi) ed è in crescita nel tempo (era al 48% nel 2013, anno dal quale ha cominciato ad aumentare). Il 28,6% dei clienti ha scelto la modalità bioraria e solo l'8,1% quella multioraria. Gli elementi che rendono il prezzo monorario più attraente sono probabilmente dovuti alla semplicità di calcolo e di controllo in bolletta della tariffa, oltre che l'assenza di un vincolo negli orari di consumo.

Per quanto riguarda i clienti **non domestici**, le vendite in termini di volumi risultano concentrate nelle classi di consumo che vanno da 100 a 20.000 MWh/anno, che insieme comprendono il 59% dell'energia complessivamente acquistata dal settore non domestico. Il 61% dei clienti, tuttavia, appartiene alla prima classe, cioè consuma meno di 5 MWh all'anno.

Tra la clientela non domestica i contratti *dual fuel* non hanno grande diffusione: i punti di prelievo che nel 2018 hanno preferito una fornitura di questo tipo sono circa 78.000 sui quasi 4,2 milioni totali e pressoché tutti connessi in bassa tensione; l'energia acquisita è pari a poco meno di 1,9 TWh sui 179,1 complessivi.

Le offerte disponibili nel mercato libero

Anche quest'anno l'*Indagine annuale sui settori regolati* ha sottoposto ai venditori di energia elettrica e di gas naturale alcune domande tese a valutare la quantità, le tipologie e le modalità di offerta che le imprese mettono a disposizione dei clienti che hanno scelto di rifornirsi nel mercato libero. Il panorama delle offerte commerciali disponibili sul mercato libero costituisce una realtà assai complessa e variegata, quest'anno arricchita dalla presenza delle offerte PLACET.

Queste ultime hanno lo scopo di accrescere la capacità di valutazione delle offerte commerciali, obiettivo che viene soddisfatto mediante l'individuazione di strutture di offerta facilmente comprensibili, comparabili tra venditori (differenziate solo nel livello di prezzo) e distinte da ogni proposta di servizi aggiuntivi dello stesso venditore. Le PLACET si applicano ai clienti di piccole dimensioni serviti nel mercato libero identificati, per il settore elettrico, con tutti i clienti (domestici e non domestici) connessi alla rete in bassa tensione e, per il settore del gas naturale, con i clienti finali (domestici, condomini uso domestico e altri usi) titolari di punti con consumi annui inferiori a 200.000 m³. Ogni venditore del mercato libero è quindi obbligato a inserire nel proprio menù di offerte commerciali due formule di offerte PLACET – una a prezzo fisso e una a prezzo variabile – caratterizzate da condizioni generali di fornitura fissate dall'Autorità con l'eccezione del prezzo, il cui livello è liberamente definito dal venditore (in accordo con una struttura predefinita di corrispettivi). In entrambi i casi, il prezzo dell'energia è articolato in una quota fissa espressa in €/cliente/anno e una quota energia espressa in €/kWh o €/m³ e quindi proporzionale ai volumi consumati. I dati commentati nel seguito sulle tipologie di offerte disponibili ed effettivamente scelte dai clienti nel 2018, tuttavia, non comprendono una categoria a parte per le offerte PLACET in quanto la loro applicazione è avvenuta a metà dell'anno.

¹¹⁰ Si considerano *dual fuel* i clienti che ricevono una stessa fattura per la fornitura di energia elettrica e di gas; dal conteggio sono, quindi, esclusi i clienti che, pur avendo un contratto con il medesimo fornitore sia per l'energia elettrica sia per il gas naturale, ricevono fatture distinte per i due servizi.

Come negli anni scorsi, l'obiettivo delle domande poste ai venditori sulla quantità e qualità delle offerte commerciali era teso a classificare le numerose offerte presenti sul mercato, seppure non completamente esaustive della realtà. Vale pertanto la consueta avvertenza di accogliere con prudenza i risultati presentati in queste pagine. Inoltre, poiché la fornitura della clientela non domestica presenta tradizionalmente necessità molto più variegata e complesse rispetto a quella delle famiglie, l'esposizione dei risultati raccolti si concentra praticamente solo su queste ultime¹¹¹.

La media delle offerte commerciali che ogni impresa di vendita è in grado di proporre ai propri potenziali clienti è risultata pari a 16,7 per la clientela domestica e 39,2 per la clientela non domestica. Quest'ultima, ovviamente, gode di una maggior possibilità di scelta essendo il cliente generalmente più importante in termini di volumi consumati e sicuramente con esigenze più differenziate (multisito, profili di consumo orari più variegati ecc.) rispetto a quelle di un cliente domestico. A tale cliente il venditore è sicuramente in grado di fornire servizi più personalizzati e contratti più individualizzati. Nel tempo il numero di offerte disponibili per i clienti domestici è andato comunque crescendo (erano 9 del 2016 e 14,5 nel 2017), com'è corretto attendersi in un mercato che si sta attrezzando per la fine del servizio di tutela e che sta incrementando gli sforzi per coinvolgere la clientela che finora si è dimostrata più restia al passaggio al libero.

Il numero delle offerte disponibili alla clientela non domestica, invece, è nettamente diminuito rispetto al 2017, quando era risultato pari a 60,5. Questo calo potrebbe essere dovuto, almeno in parte, al fatto che il mercato libero per la clientela non domestica è sicuramente più maturo rispetto a quello per le famiglie e potrebbe quindi trovarsi in una fase di razionalizzazione delle offerte create verso questa clientela. Parte del calo, comunque, potrebbe anche spiegarsi con la migliore attività di categorizzazione delle offerte da parte dei venditori, essendo questa la terza edizione dell'Indagine che chiede dati sulle offerte commerciali.

Tornando alla clientela domestica, la figura 2.21 mostra comunque che il 24% dei venditori offre una sola modalità contrattuale, circa un quarto di essi (il 23%) ne mette a disposizione fino a 3 e il restante 53% dei venditori propone ai propri clienti un ventaglio che comprende da 4 offerte in su. Rispetto al 2017, sono diminuiti i venditori che offrono solo 1 o 2 modalità contrattuali, mentre sono cresciuti quelli che ne mettono a disposizione da 4 a 8.

Delle 16,7 offerte rese mediamente disponibili al cliente domestico, 6 sono acquistabili solo *online* (erano 4,4 nel 2017), cioè soltanto attraverso internet che costituisce ormai un importantissimo canale di vendita attraverso cui l'impresa può chiarire la propria offerta con tutti i dettagli necessari risparmiando sui costi di gestione. Il 25,7% dei venditori non offre però nemmeno un'offerta *online*. Nel 14% dei casi il numero di offerte *online* è uguale al numero di offerte che complessivamente vengono proposte ai clienti, nel restante 86% dei casi il numero di offerte *online* è risultato inferiore alle offerte totali.

Le offerte *online* non riscontrano, per ora, un grande interesse da parte delle famiglie, in quanto è risultato che solo il 3,4% dei clienti (corrispondenti al 3,8% dell'elettricità acquistata nel mercato libero) ha sottoscritto un contratto offerto attraverso questa modalità. Il risultato è inferiore a quello del 2017, quando il 3,8% delle famiglie aveva scelto di sottoscrivere un'offerta di energia elettrica attraverso internet.

Circa la tipologia di prezzo preferita è risultato che l'86% dei clienti domestici ha sottoscritto nel mercato libero un contratto a prezzo bloccato (cioè con il prezzo che non cambia per almeno un anno dal momento della sottoscrizione), mentre solo il 14% ha scelto un contratto a prezzo variabile, ovvero con il prezzo che cambia con tempi e modalità stabilite dal contratto stesso. Anche in questo caso, le cifre sono in lieve diminuzione rispetto all'anno precedente, quando il prezzo variabile era stato scelto dal 16% dei clienti domestici.

Inoltre, il 2,3% dei clienti ha sottoscritto un contratto che prevede una clausola di durata minima contrattuale, nel senso che per l'applicazione del prezzo stabilito è previsto che il cliente non cambi fornitore per un minimo di tempo stabilito dal contratto stesso. La percentuale è maggiore nel caso di contratti a prezzo

¹¹¹ L'unico risultato esposto per la clientela non domestica riguarda il numero di offerte disponibili perché l'apposita domanda nel questionario per i venditori ha ottenuto un buon tasso di risposta.

variabile dove la durata minima contrattuale si applica al 2,5% dei clienti, mentre è del 2,2% nel caso di contratti a prezzo bloccato.

Le modalità di indicizzazione per i contratti a prezzo variabile sono di vario tipo. Il 41% dei clienti che ha sottoscritto un contratto a prezzo variabile ha firmato un contratto che prevede uno sconto fisso su una delle componenti stabilite dall'Autorità per il servizio di maggior tutela (erano il 37% nel 2017); il 35% dei clienti ha scelto un contratto che prevede l'indicizzazione all'andamento del PUN e il 18% dei clienti ne ha scelto uno indicizzato all'andamento del Brent (lo scorso anno i valori erano più simili: 30% indicizzato al Brent e 29% indicizzato al PUN). Il 7% dei clienti ha scelto un contratto che prevede una forma di indicizzazione diversa da quelle appena citate (erano il 4% nel 2017).

Circa il 42% dei clienti domestici ha sottoscritto un contratto che prevede un abbuono o uno sconto di uno o più periodi gratuiti o di una somma fissa in denaro o in volume, che può essere *una tantum* o permanente, ed eventualmente previsto al verificarsi di una determinata condizione (es. sconto per contratti sottoscritti da amici del cliente, sconto per domiciliazione bancaria della bolletta, ecc.). Più in dettaglio risulta che, in media, lo sconto è applicato al 33% dei clienti che hanno scelto un contratto a prezzo fisso e al 97% dei clienti che hanno scelto il prezzo variabile. La quota di contratti acquistati che prevedono un abbuono o uno sconto è notevolmente cresciuta rispetto al 2017, quando era risultata del 26%. In un mercato che si espande e in cui si affacciano clienti nuovi e inesperti, sembra quindi che la preferenza delle famiglie vada verso modalità contrattuali semplici, facilmente comprensibili e di immediato riscontro.

Infine, circa la presenza di servizi aggiuntivi nei contratti sottoscritti (Tavola 3.18), nei clienti domestici che hanno scelto un contratto a prezzo fisso emerge una netta preferenza sia per la garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (il 39% dei clienti ha sottoscritto un contratto che la prevede), sia per la partecipazione, attraverso il contratto di energia elettrica, a un programma punti, che può essere tanto dell'operatore di vendita quanto di altri soggetti (es. quelli spendibili in una catena di supermercati): il 36% dei clienti ha scelto un contratto che offre tale servizio aggiuntivo. Il 12,1% dei clienti, tuttavia, ha scelto un contratto privo di servizi aggiuntivi. Poiché quest'ultima quota è disponibile per la prima volta, le percentuali di tutti i servizi aggiuntivi si riducono proporzionalmente rispetto a quelle dei precedenti.

Tavola 3.18 Percentuale di clienti che hanno sottoscritto un contratto per la fornitura di elettricità con servizi aggiuntivi

| SERVIZI AGGIUNTIVI | CONTRATTI A PREZZO FISSO | | | CONTRATTI A PREZZO VARIABILE | | |
|--|--------------------------|-------------|-------------|------------------------------|-------------|-------------|
| | 2016 | 2017 | 2018 | 2016 | 2017 | 2018 |
| Offerte con servizi aggiuntivi sottoscritte rispetto al totale | 84,6 | 83,9 | 85,9 | 15,4 | 16,1 | 14,1 |
| SERVIZI AGGIUNTIVI | | | | | | |
| Nessun servizio aggiuntivo | n.d. | n.d. | 12,1% | n.d. | n.d. | 52,9% |
| Garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile (offerta verde totale o percentuale) | 49,6% | 45,7% | 39,2% | 60,9% | 48,9% | 27,6% |
| Programma di raccolta punti (proprio o altrui) | 42,2% | 45,0% | 36,1% | 5,8% | 6,9% | 2,5% |
| Servizi energetici accessori (es. strumenti digitali e collaborativi per il controllo di consumi e costi energetici, strumenti per aumentare l'efficienza energetica, prestazioni professionali come assistenza telefonica, manutenzione impianti, assicurazione ecc.) | 3,9% | 5,7% | 7,4% | 22,0% | 16,1% | 8,5% |
| Omaggio o gadget | n.d. | 1,4% | 0,2% | n.d. | 23,1% | 3,1% |
| Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi (es. sconti benzina, abbonamenti a riviste, ecc) | 2,6% | 0,5% | 0,3% | 4,1% | 3,6% | 1,4% |
| Altro non compreso tra le voci riportate sopra (specificare) | 1,8% | 1,7% | 4,7% | 7,2% | 1,4% | 4,1% |
| TOTALE | 100,0% | 100% | 100% | 100,0% | 100% | 100% |

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Tra i clienti che hanno sottoscritto un contratto a prezzo variabile, invece, più di metà ne hanno scelto uno privo di servizi aggiuntivi. Anche tra questi clienti, però, risulta un elevato interesse per la garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (27,6% dei casi). La seconda preferenza va alla possibilità di ottenere, insieme all'elettricità, servizi energetici accessori (8,5%). I programmi di raccolta punti e l'ottenimento di omaggi/gadget raccolgono una quota abbastanza piccola di preferenze, rispettivamente pari al 2,5% e al 3,1%. Anche in questo caso, le percentuali degli anni precedenti sono tutte ridimensionate da quella relativa alla sottoscrizione di contratti privi di servizi aggiuntivi che non era disponibile negli anni scorsi.

Concentrazione nel mercato della vendita di energia elettrica

La classifica (provvisoria, data la natura preconsuntiva dei dati raccolti) dei primi venti gruppi per vendite complessive al mercato finale nel 2018 (Tavola 3.19) presenta alcune novità rispetto allo scorso anno per l'avvicinamento dei venditori nelle varie posizioni.

L'operatore dominante dell'intero mercato elettrico italiano resta il gruppo Enel, anche quest'anno con una quota in lieve ascesa al 37,8% (era al 37,3% nel 2017) e sempre ben distanziata dal secondo gruppo. Con una quota complessiva del 4,9%, al secondo posto è tornato il gruppo Edison che nel 2017 era in terza posizione, superando il gruppo Eni la cui quota si è fermata al 4,3%. Con un volume di vendite pari a 11.055 GWh, quest'ultimo nel 2018 è addirittura sceso in quarta posizione perché superato dal gruppo Hera il cui volume di vendite è risultato di circa 20 GWh superiore. Da notare, comunque, il passaggio in quinta posizione del gruppo Axpo dalla settima del 2017, così come l'ascesa al settimo posto del gruppo Green Network che l'anno scorso era dodicesimo.

Il gruppo Enel mantiene la sua posizione nel mercato totale innanzitutto grazie alla sua sostanziale dominanza nel *mass market*, costituito dal settore domestico e dai clienti non domestici allacciati in bassa tensione: più di metà di questo mercato – il 52,9%, per la precisione – è infatti servito da Enel, mentre Eni e Hera, che sono sostanzialmente a pari merito in seconda posizione, possiedono ciascuna una quota del 3,6%. Inoltre, nel 2018 Enel ha mantenuto la prima posizione anche nei segmenti dei clienti non domestici in media e in alta/altissima tensione, che aveva perso nel 2013 e che ha riguadagnato nel 2016.

Nel 2018 il 70,1% dell'energia consumata dalle famiglie è stata venduta dal gruppo Enel (72% nel 2017); con una quota del 6%, il secondo gruppo è Eni, mentre Acea ha mantenuto la terza posizione con il 3,3%. Complessivamente, i primi cinque operatori (A2A e Hera insieme a quelli già citati) detengono l'84,7% del settore domestico (l'86,3% nel 2017).

Considerando le vendite a clienti non domestici alimentati in bassa tensione, la quota del gruppo Enel, pari al 39,5% (in discesa rispetto al 40,8% dell'anno precedente), rimane ben distanziata dal 4,5% del secondo gruppo che è risultato Hera (in seconda posizione anche nel 2017). Seguono Edison con il 3,4%, che nel 2017 era in sesta posizione, A2A con il 3,3% (in terza posizione nel 2017) e Iren con il 3% (al quarto posto nel 2017).

Nel 2018 il gruppo Edison, che tradizionalmente inseguiva l'*incumbent*, è risalito in quinta posizione (era alla settima nel 2017) nel *mass market* che, come detto è il segmento formato dalle famiglie e dai clienti non domestici alimentati in bassa tensione; nelle vendite ai clienti non domestici allacciati in alta e altissima tensione Edison è rimasto il quarto gruppo (come lo scorso anno) con una quota del 12,2%, così come per i clienti in media tensione è sceso al terzo posto con una quota del 5,7%.

Nel segmento della media tensione, ha guadagnato terreno il gruppo Hera, salito in seconda posizione con il 6,3%, dalla quinta del 2017. Con il 5,2% si trova in quarta posizione il gruppo Eni (era terzo nel 2017) ed è salito in quinta posizione il gruppo Axpo, la cui quota è passata dal 3,6% del 2017 al 4,5%.

Nelle vendite a clienti in alta o altissima tensione, dopo Enel il secondo gruppo è rimasto, come lo scorso anno, il gruppo Duferco, con la quota del 13,9%, seguito a breve distanza da Axpo (12,6%) ed Edison (12,2%).

Nel 2018 il livello di concentrazione del mercato *retail*, misurato in base ai quantitativi di energia venduta dai gruppi societari, è cresciuto rispetto al 2017, mentre quello valutato in base al numero di clienti risulta

diminuito. La tavola 3.22 evidenzia il dettaglio delle misure di concentrazione anche distinte per livello di tensione. Nella prima parte della tavola le misure sono calcolate a partire dai volumi venduti dai gruppi societari nel mercato *retail*, nella seconda parte della tavola, invece, le misure sono calcolate in base ai clienti (punti di prelievo) serviti dagli stessi gruppi societari.

Tavola 3.19 Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2018

GWh

| GRUPPO | CLIENTI | | CLIENTI NON DOMESTICI | | TOTALE | POSIZIONE NEL 2017 |
|------------------|---------------|---------------|-----------------------|---------------|----------------|-----------------------|
| | DOMESTICI | BT | MT | AT/AAT | | |
| Enel | 40.078 | 28.959 | 21.509 | 5.889 | 96.435 | 1° |
| Edison | 1.153 | 2.513 | 5.552 | 3.222 | 12.440 | 3° |
| Hera | 1.402 | 3.289 | 6.139 | 243 | 11.073 | 4° |
| Eni | 3.445 | 1.302 | 5.139 | 1.169 | 11.055 | 2° |
| Axpo Group | 50 | 1.617 | 4.429 | 3.340 | 9.437 | 7° |
| A2A | 1.615 | 2.407 | 4.296 | 701 | 9.019 | 6° |
| Green Network | 229 | 1.226 | 3.539 | 2.453 | 7.447 | 12° |
| Iren | 1.290 | 2.222 | 3.094 | 356 | 6.962 | 8° |
| Duferco | 60 | 586 | 2.246 | 3.669 | 6.560 | 11° |
| E.On | 345 | 1.513 | 3.001 | 694 | 5.553 | 9° |
| CVA | 121 | 1.602 | 3.029 | 197 | 4.948 | 13° |
| Acea | 1.874 | 1.450 | 1.394 | 224 | 4.942 | 10° |
| Metaenergia | 5 | 620 | 3.231 | 230 | 4.087 | 5° |
| Repower Ag | 0 | 1.956 | 1.890 | 63 | 3.908 | 18° |
| Alperia | 327 | 1.020 | 2.383 | 74 | 3.804 | 19° |
| Egea | 58 | 697 | 2.756 | 247 | 3.759 | 20° |
| Dolomiti Energia | 614 | 1.337 | 1.562 | 46 | 3.558 | 15° |
| Eviva | 77 | 1.716 | 1.664 | 54 | 3.511 | 14° |
| Sorgenia | 228 | 1.378 | 1.616 | 46 | 3.268 | 17° |
| Telecom Italia | 0 | 953 | 1.106 | 0 | 2.059 | 22° |
| Altri operatori | 4.205 | 15.011 | 18.515 | 3.565 | 41.296 | - |
| TOTALE | 57.179 | 73.374 | 98.090 | 26.481 | 255.123 | - |

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Utilizzando le misure calcolate sui kWh venduti, il C3, ossia la quota dei primi tre operatori (gruppi societari), è salito al 47% delle vendite complessive, mentre era al 45,9% nel 2017. Anche l'indice HHI è leggermente salito a 1.571 da 1.521 registrato nel 2017. Un valore di HHI compreso tra 1.500 e 2.500 indica un mercato moderatamente concentrato, mentre un valore superiore a 2.500 ne indica uno fortemente concentrato (il valore massimo dell'indice è 10.000). Il numero dei gruppi societari che occorrono per superare il 75% delle vendite complessive è invece rimasto fermo a 16 come nel 2017. Nel 2018 il gruppo Enel è l'unico che, come nel 2017, risulta possedere una quota di mercato superiore al 5%. A debita distanza, seguono il gruppo Edison, con una quota di mercato del 4,9%, ed Hera con il 4,3%. I primi dieci operatori (gruppi societari) coprono il 65,5% delle vendite complessive (contro il 63,8% dell'anno precedente).

Utilizzando le misure calcolate sui punti di prelievo, i valori di concentrazione si innalzano rispetto a quelli indicati dai volumi di energia venduta, tranne quelli relativi alla clientela non domestica servita in alta e altissima tensione. Tuttavia, nel confronto con i dati del 2017, i dati confermano che nel segmento delle famiglie e in quello dei non domestici allacciati in bassa tensione la concentrazione sta diminuendo, mentre nei segmenti relativi alla clientela in media e in alta tensione la concentrazione sta aumentando.

Tavola 3.20 Misure di concentrazione nel mercato *retail*

Misure calcolate sui gruppi societari

| LIVELLO DI TENSIONE | 2017 | | | 2018 | | |
|--|------------|--------------|--------------|------------|--------------|--------------|
| | GRUPPI >5% | C3 | HHI | GRUPPI >5% | C3 | HHI |
| MISURE CALCOLATE IN BASE ALL'ENERGIA VENDUTA DAI GRUPPI SOCIETARI | | | | | | |
| Bassa tensione (domestici) | 2 | 81,3% | 5.280 | 2 | 79,4% | 4.987 |
| Bassa tensione (non domestici) | 1 | 48,0% | 1.761 | 1 | 47,4% | 1.667 |
| Media tensione | 5 | 29,9% | 544 | 4 | 33,8% | 715 |
| Alta e altissima tensione | 6 | 47,4% | 1.124 | 5 | 48,7% | 1.144 |
| MERCATO TOTALE | 1 | 45,9% | 1.521 | 1 | 47,0% | 1.571 |
| MISURE CALCOLATE IN BASE AI CLIENTI SERVITI DAI GRUPPI SOCIETARI | | | | | | |
| Bassa tensione (domestici) | 2 | 82,0% | 5.465 | 2 | 80,3% | 5.172 |
| Bassa tensione (non domestici) | 1 | 67,9% | 3.913 | 1 | 65,6% | 3.632 |
| Media tensione | 2 | 42,4% | 1.111 | 3 | 44,6% | 1.038 |
| Alta e altissima tensione | 3 | 40,3% | 856 | 3 | 43,8% | 871 |
| MERCATO TOTALE | 1 | 78,8% | 5.117 | 1 | 76,9% | 4.825 |

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

3.2.2.1 Monitoraggio del livello dei prezzi del mercato al dettaglio, del livello di trasparenza e sul grado e sull'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza

Monitoraggio del livello dei prezzi del mercato al dettaglio

In tema di prezzi di vendita nel mercato elettrico al dettaglio l'Autorità dispone di due rilevazioni:

- quella effettuata ai sensi della delibera 20 novembre 2008, ARG/elt 167/08, nella quale con cadenza trimestrale vengono rilevati i dati mensili relativi ai prezzi fatturati¹¹² dai venditori ai clienti domestici e non domestici, distinti in classi di consumo e per tipo di mercato;
- quella effettuata nell'ambito dell'*Indagine annuale sui settori regolati*, nella quale vengono rilevati dati di competenza per l'anno precedente e distinti secondo varie categorie di dettaglio (tipo di mercato, settore e classi di consumo, tipologia di contratto applicata).

Alla fine del 2011 l'Autorità ha approvato¹¹³ il *Testo integrato del monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale* (TIMR), il quale prevede l'obbligo per gli esercenti l'attività di vendita finale di energia elettrica (con un numero di punti di prelievo serviti superiore a 50.000) di comunicare ogni trimestre all'Autorità i dati relativi ai prezzi medi mensili dell'energia elettrica praticati sul mercato finale, insieme a numerosi altri indicatori (vedi il paragrafo successivo). Di fatto, a partire da gennaio 2012 e limitatamente ai venditori obbligati ai sensi del TIMR, i prezzi medi raccolti dall'Autorità ai sensi della delibera ARG/elt 167/08 confluiscono nel monitoraggio *retail*. In virtù di un accordo istituzionale, comunque, tutti i dati raccolti ai sensi della delibera ARG/elt 167/08 vengono forniti semestralmente al Ministero dello sviluppo economico che li invia all'Eurostat per adempiere agli obblighi sulle statistiche dei prezzi finali di

¹¹² Si tratta, più precisamente, di fatturati medi unitari ottenuti dal rapporto tra i ricavi incassati e i quantitativi di energia fatturata nel trimestre di riferimento.

¹¹³ Con la delibera 3 novembre 2011, ARG/com 151/11.

energia elettrica e di gas naturale. Questi obblighi sono stati modificati nel 2016, con l'adozione del *Regolamento (UE) 2016/1952 relativo alle statistiche europee sui prezzi del gas naturale ed energia elettrica e che abroga la direttiva 2008/92/CE*. L'Autorità ha quindi rinnovato¹¹⁴ i propri sistemi di rilevazione dei prezzi praticati dai venditori di energia elettrica e gas naturale ai clienti finali per adeguarli alle richieste del nuovo Regolamento europeo. I nuovi sistemi di rilevazione dei prezzi verranno applicati a partire dalla comunicazione dei prezzi riferiti al primo semestre 2019, in quanto l'Italia ha ottenuto una proroga per l'applicazione del Regolamento 2016/1952.

I dati dell'*Indagine annuale* presentano un maggiore dettaglio, funzionale alla predisposizione della reportistica annuale alle autorità nazionali ed europee.

Nell'ambito dell'*Indagine annuale sui settori regolati*, è stato chiesto agli operatori della vendita, come di consueto, di trasmettere i dati relativi ai prezzi finali praticati ai loro clienti sia al netto delle imposte, sia per la parte connessa ai soli costi di approvvigionamento (che sono dati dalla somma delle componenti relative all'energia, al dispacciamento, alle perdite di rete, allo sbilanciamento e ai costi di commercializzazione della vendita). L'analisi dei prezzi trasmessi dagli operatori ha mostrato un'elevata variabilità della spesa unitaria dei clienti. Tale risultato è riscontrabile per tutte le classi di consumo, sia pure con alcune differenze.

Come si vede nella tavola 3.21, che mostra le medie dei prezzi praticati ai clienti domestici suddivisi per classe di consumo, i valori sono compresi tra il minimo attorno a 170 €/MWh, riscontrabile per i clienti più grandi (oltre 15.000 kWh/anno) e il massimo di 535 €/MWh, relativo alla classe più piccola (0-1000 kWh). Il prezzo scende costantemente all'aumentare della dimensione dei clienti. Pertanto, risulta completamente superato il caratteristico andamento a U che emergeva in passato. Ciò è riconducibile all'attuazione delle prime due fasi della riforma delle tariffe di rete e degli oneri di sistema¹¹⁵, volta a superare gradualmente la preesistente struttura progressiva delle tariffe stesse. Anche il costo di approvvigionamento, come sempre, diminuisce continuamente al crescere dei consumi.

Tavola 3.21 Prezzi medi finali al netto delle imposte per i clienti domestici nel 2018

€/MWh; dati provvisori

| CLASSE DI CONSUMO (kWh/anno) | QUANTITÀ DI ENERGIA (GWh) | PUNTI DI PRELIEVO (migliaia) | PREZZO AL NETTO DELLE IMPOSTE | DI CUI COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO |
|---------------------------------|------------------------------|---------------------------------|----------------------------------|---------------------------------------|
| < 1.000 kWh | 3.634 | 8.018.033 | 535,0 | 172,6 |
| 1.000-1.800 kWh | 10.285 | 7.306.789 | 227,5 | 117,1 |
| 1.800-2.500 kWh | 12.478 | 5.844.756 | 196,4 | 109,3 |
| 2.500-3.500 kWh | 14.561 | 4.963.259 | 187,4 | 105,8 |
| 3.500-5.000 kWh | 9.863 | 2.423.467 | 182,9 | 102,9 |
| 5.000-15.000 kWh | 5.694 | 869.809 | 179,8 | 99,2 |
| > 15.000 kWh | 664 | 26.493 | 169,6 | 91,7 |
| TOTALE CLIENTI DOMESTICI | 57.179 | 29.452.607 | 216,9 | 111,5 |

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

A riprova della elevata variabilità dei prezzi praticati dai venditori, si possono osservare i dati presentati nella tavola 3.22 che, per ciascuna classe di consumo dei clienti domestici, suddivide per fasce di prezzo (espresse in €/MWh) i costi di approvvigionamento riscontrati nel mercato libero e la corrispondente quota di elettricità venduta. Le due classi estreme presentano la massima concentrazione, con più del 60% delle

¹¹⁴ Con la delibera 29 marzo 2018, 168/2018/R/com che ha anche abrogato la delibera ARG/elt 167/08.,

¹¹⁵ Delibera 582/2015/R/eel del 2 dicembre 2015. In particolare, l'1 gennaio 2017 è avvenuta la piena applicazione della tariffa non progressiva per i servizi di rete ed è stato effettuato il primo intervento sugli oneri di sistema, in modo da diminuire l'effetto di progressività e limitare a due il numero di scaglioni di consumo annuo.

vendite in una sola fascia: quella oltre 150 €/MWh nel caso dei clienti più piccoli (meno di 1.000 kWh/anno), quella tra 75 e 100 €/MWh nel caso dei consumatori più grandi (oltre 15.000 kWh/anno). Per contro la massima dispersione dei valori è riscontrabile per la seconda classe di clienti (consumi tra 1.000 e 1.800 kWh/anno), nella quale tutte le fasce di prezzo presentano quote significative, anche se quella tra 100 e 125 €/MWh ha un peso più elevato delle altre (41%). Si riscontra una dispersione più contenuta nelle quattro classi intermedie (consumi tra 1.800 e 15.000 kWh/anno), nelle quali i costi di approvvigionamento si addensano nell'intervallo da 75 a 125 €/MWh, che in tutti e quattro i casi copre circa l'80% delle vendite.

Come appena evidenziato, negli anni sono aumentate le offerte disponibili per i clienti finali. Alcune di queste offerte includono forniture a prezzo bloccato per un periodo predeterminato (uno o due anni), in cui i meccanismi di aggiornamento dei corrispettivi non sono quindi influenzati dalle dinamiche congiunturali dei prezzi dell'energia, ma dipendono in misura rilevante dalla data di sottoscrizione dei contratti e in particolare dalle attese sull'andamento dei prezzi dell'energia esistenti in quel momento, nonché dalla durata dei contratti stessi (più è lunga, più il prezzo pattuito deve tenere conto dei rischi di mutamento del mercato). Altre offerte sono a prezzo variabile. Alcune di queste prevedono sconti sulla componente materia prima, altre ancora, invece, vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi (come sconti al supermercato, o sul carburante, o sui servizi telefonici, servizi di manutenzione assicurazione ecc.) Ancora, altre offerte sono legate al rispetto di determinate soglie di consumo, superate le quali scattano componenti aggiuntive di prezzo.

Tavola 3.22 Percentuale di prezzi applicati ai clienti domestici nel 2018 per fascia di prezzo

Prezzi minimo e massimo in €/MWh

| CLASSE DI CONSUMO (kWh/anno) | FASCE DI PREZZO | | | | | PREZZO MINIMO | PREZZO MASSIMO |
|---------------------------------|-----------------|------------|------------|------------|------------|---------------|----------------|
| | 0-75 | 75-100 | 100-125 | 125-150 | >150 | | |
| < 1.000 kWh | 7% | 7% | 7% | 15% | 63% | 22,8 | 420,6 |
| 1.000-1.800 kWh | 8% | 15% | 41% | 26% | 11% | 22,0 | 426,4 |
| 1.800-2.500 kWh | 8% | 24% | 52% | 12% | 4% | 24,8 | 256,4 |
| 2.500-3.500 kWh | 9% | 37% | 44% | 8% | 2% | 22,7 | 223,1 |
| 3.500-5.000 kWh | 9% | 46% | 37% | 6% | 1% | 20,2 | 259,6 |
| 5.000-15.000 kWh | 11% | 59% | 26% | 3% | 1% | 23,2 | 199,0 |
| > 15.000 kWh | 16% | 67% | 15% | 1% | 1% | 22,6 | 407,0 |
| TOTALE CLIENTI DOMESTICI | 9% | 34% | 33% | 11% | 13% | 20,2 | 426,4 |

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Tavola 3.23 Prezzi medi finali al netto delle imposte per i clienti non domestici nel 2018

€/MWh; dati provvisori; escluso il mercato di salvaguardia

| LIVELLO DI TENSIONE | QUANTITÀ DI ENERGIA (GWh) | PUNTI DI PRELIEVO (migliaia) | PREZZO AL NETTO DELLE IMPOSTE | DI CUI COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO |
|-------------------------------------|------------------------------|---------------------------------|----------------------------------|---------------------------------------|
| Bassa tensione | 73.374 | 7.187 | 195,7 | 92,6 |
| Media tensione | 98.090 | 117 | 139,0 | 70,2 |
| Alta e altissima tensione | 26.481 | 1 | 82,9 | 61,9 |
| TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI | 197.944 | 7.305 | 152,5 | 77,4 |

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 3.24 riporta il valore dei prezzi al netto delle imposte suddividendo i clienti elettrici per tipo di tariffazione oraria (escludendo il mercato della salvaguardia), mentre le tavole successive mostrano i prezzi dell'energia elettrica pagati dai clienti del mercato libero che hanno aderito a un contratto *dual fuel*, che risultano quasi invariabilmente meno convenienti rispetto all'acquisto di elettricità con un contratto specifico. Le stesse tavole consentono tuttavia di notare la consistenza decisamente ridotta del numero di tali clienti e dell'energia da essi acquistata.

Tavola 3.24 Prezzi medi finali al netto delle imposte nel 2018 per tipo di tariffazione oraria

€/MWh; escluso il mercato di salvaguardia; dati provvisori

| TARIFFAZIONE ORARIA | QUANTITÀ DI ENERGIA (GWh) | PUNTI DI PRELIEVO (migliaia) | PREZZO AL NETTO DELLE IMPOSTE | DI CUI COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO |
|-----------------------|---------------------------|------------------------------|-------------------------------|------------------------------------|
| Monoraria | 46.057 | 9.449 | 179,63 | 94,89 |
| Bioraria | 90.892 | 21.100 | 164,22 | 87,89 |
| Multioraria | 113.905 | 6.128 | 163,10 | 77,68 |
| TOTALE CLIENTI | 250.854 | 36.677 | 166,54 | 84,54 |

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Tavola 3.25 Prezzi medi finali (al netto delle imposte) per l'acquisto di elettricità nel mercato libero praticati ai clienti domestici con contratto *dual fuel* nel 2018

€/MWh; dati provvisori

| CLASSE DI CONSUMO (kWh/anno) | QUANTITÀ DI ENERGIA (GWh) | PUNTI DI PRELIEVO (migliaia) | PREZZO AL NETTO DELLE IMPOSTE | DI CUI COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO |
|---------------------------------|---------------------------|------------------------------|-------------------------------|------------------------------------|
| < 1.000 kWh | 186 | 369 | 559.51 | 180.44 |
| 1.000-1.800 kWh | 684 | 484 | 260.34 | 118.64 |
| 1.800-2.500 kWh | 852 | 399 | 217.45 | 108.74 |
| 2.500-3.500 kWh | 975 | 333 | 200.51 | 103.49 |
| 3.500-5.000 kWh | 595 | 147 | 189.17 | 99.62 |
| 5.000-15.000 kWh | 298 | 46 | 180.73 | 96.13 |
| > 15.000 kWh | 29 | 1 | 170.50 | 90.09 |
| TOTALE CLIENTI DOMESTICI | 3 618 | 1 779 | 230.48 | 110.18 |

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Tavola 3.26 Prezzi medi finali (al netto delle imposte) per l'acquisto di elettricità nel mercato libero praticati ai clienti non domestici con contratto *dual fuel* nel 2018

€/MWh; dati provvisori

| LIVELLO DI TENSIONE | QUANTITÀ DI ENERGIA (GWh) | PUNTI DI PRELIEVO (migliaia) | PREZZO AL NETTO DELLE IMPOSTE | DI CUI COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO |
|-------------------------------------|---------------------------|------------------------------|-------------------------------|------------------------------------|
| Bassa tensione | 1 266 | 78 | 170.24 | 89.14 |
| Media tensione | 692 | 1 | 103.59 | 68.57 |
| Alta e altissima tensione | 16 | 0.01 | 94.17 | 25.14 |
| TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI | 1 974 | 79 | 146.24 | 81.40 |

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Monitoraggio del livello di trasparenza e sul grado e sull'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza

Il **sistema di monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio** è finalizzato a consentire all'Autorità l'osservazione regolare e sistematica delle condizioni di funzionamento della vendita al dettaglio, incluso il grado di apertura, la concorrenzialità e la trasparenza del mercato, nonché il livello di partecipazione dei clienti finali e il loro grado di soddisfazione.

Il decreto legislativo 1 giugno 2011 n. 93, in attuazione delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE, ha stabilito che l'Autorità effettui il monitoraggio dei mercati al dettaglio, con riferimento sia al settore elettrico sia al settore del gas naturale. Tale attività è stata avviata, per entrambi i settori del mercato della vendita alla clientela di massa, con il Testo integrato del sistema di monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale (TIMR), come si è detto nel paragrafo precedente.

Con riferimento all'anno 2017, il Rapporto 596/2018/I/com illustra i principali esiti dell'attività di monitoraggio, descrivendone, ove possibile, l'evoluzione dei fenomeni rilevanti nei primi sei anni di monitoraggio (2012-2017). Coerentemente con i rapporti precedenti, esso analizza i dati raccolti in materia di:

- struttura dell'offerta e dinamiche concorrenziali nel settore della vendita alla clientela di massa;
- frequenza con cui i clienti cambiano il fornitore (switching) o rinegoziano il proprio contratto col fornitore attuale;
- processi e meccanismi organizzativi a supporto del funzionamento del mercato della vendita;
- morosità, come valutata dall'analisi delle richieste di sospensione della fornitura e di indicatori di tipo economico, quali le fatture e gli importi non pagati.

I risultati dell'attività di monitoraggio hanno confermato per il 2016, l'assenza di rilevanti problematiche per i clienti MT altri usi, seppure con qualche accenno di minore dinamicità. Pertanto, nel Rapporto, non si evidenzia la necessità di interventi regolatori specifici a riguardo, ma solo l'opportunità di limitare l'azione dell'Autorità a un attento monitoraggio dei fenomeni riscontrati. Diversamente, per i clienti BT altri usi le dinamiche concorrenziali e la struttura del mercato della vendita hanno mostrato incoraggianti segnali di vivacità, che tuttavia non trovano ancora continuità pluriennale. Tali segnali sono pertanto meritevoli di particolare attenzione nell'attività di monitoraggio a venire, anche al fine di poterne trovare conferma con ulteriori riscontri. Per contro, i risultati emersi con riferimento ai clienti domestici, nel settore elettrico, e ai clienti domestici e condomini uso domestico, nel settore del gas naturale, suggeriscono maggiore attenzione nel processo di accompagnamento regolatorio alla completa liberalizzazione del mercato. In dettaglio, attenzione va posta in primo luogo agli alti livelli di concentrazione e al permanere del vantaggio competitivo in capo agli esercenti i servizi di tutela. Altri elementi suscettibili di essere approfonditi nell'attività a venire consistono:

- negli impatti sui prezzi finali della maggiore differenziazione dell'offerta riscontrata nel segmento della clientela domestica rispetto a quella non domestica;
- nelle modalità con cui le variazioni dei prezzi di approvvigionamento nei mercati all'ingrosso possono o meno essere trasferite nelle offerte a disposizione dei clienti finali nei mercati a valle e nei prezzi pagati dai clienti.

Per entrambi i settori elettrico e gas, risulta rilevante tenere conto della scarsa partecipazione della domanda¹¹⁶ e tali elementi vanno considerati con attenzione alla luce dell'evoluzione del mercato *retail*, al fine di evitare che nel prossimo contesto di rimozione dei meccanismi di tutela i clienti non riescano a cogliere completamente l'occasione di beneficiare di tutte le opportunità offerte dal mercato libero. In tale ottica, occorre rimuovere gli elementi che possono limitare la contendibilità dei clienti che si apprestano a uscire dai servizi di tutela. Inoltre, occorre favorire la maggior partecipazione della domanda, anche al fine di accrescere la consapevolezza e la fiducia dei clienti circa i benefici, anche in termini di prezzo, ottenibili attraverso il cambio di venditore, e permettere loro di discernere le scelte per loro più congeniali e convenienti. Infine, con riferimento all'evoluzione del sistema di monitoraggio *retail*, è proseguita e si è rafforzata l'azione di sfruttamento delle potenzialità del SII al fine di raccogliere i dati oggetto del monitoraggio, minimizzando gli oneri informativi per gli operatori. È in corso anche un'attività volta a sfruttare tali potenzialità per raggiungere un maggiore dettaglio delle informazioni monitorate¹¹⁷, una maggiore tempestività della loro messa disposizione per l'Autorità e un allargamento dei fenomeni monitorati.

Switching

Sulla base dei dati forniti dai distributori nell'ambito dell'Indagine annuale, si osserva come in termini di punti di prelievo nel 2018 lo *switching* delle famiglie è aumentato rispetto all'anno precedente, mentre in termini di volumi risulta diminuito (Tavola 3.27). Nel 2018, infatti, il 9,1% dei clienti domestici – 2,7 milioni di famiglie – ha cambiato fornitore almeno una volta nel corso dell'anno. I volumi corrispondenti a questa porzione di clienti, tuttavia, sono pari al 10,2% circa del totale dell'energia distribuita al settore domestico, mentre i volumi corrispondenti al 7,9% delle famiglie che ha cambiato fornitore nel 2017 corrispondeva all'11,6% dell'energia prelevata. La riduzione dei volumi coinvolti nello *switching* può essere causata sia dal fatto che in generale i consumi elettrici sono diminuiti, ma anche da una maggiore tensione al risparmio, che spinge i clienti sempre più piccoli (in termini di consumi) a spostarsi nel mercato alla ricerca di condizioni economiche più favorevoli.

Per la prima volta dal 2011, invece, nel 2018 l'attività di *switching* dei clienti non domestici ha subito una decisa flessione, pur rimanendo comunque piuttosto vivace. Il calo è quantificabile in -2,8 punti percentuali sotto il profilo dei clienti, e -9,9 punti percentuali in termini di volumi sottesi allo *switching*. Complessivamente, infatti, nel 2018 ha cambiato fornitore il 17,2% dei clienti non domestici (un po' meno di 1,3 milioni di punti di prelievo), mentre nel 2017 aveva cambiato fornitore il 19,9% della clientela non domestica. In termini di volumi, nel 2018 lo *switching* ha riguardato il 28,5% dell'energia distribuita al settore produttivo, mentre nel 2017 la stessa quota era del 38,4%.

La spaccatura per livello di tensione evidenzia che l'attività di *switching* è diminuita in misura maggiore al crescere del livello di tensione. Infatti, la percentuale di punti di prelievo che nel 2018 ha cambiato fornitore è scesa, rispetto al 2017, di 2,7 punti percentuali nel caso dei clienti in bassa tensione, del 7,8% nel caso dei clienti in media tensione e dell'8,7% nel caso dei clienti serviti in alta o altissima tensione. Analogamente, la quota di volumi sottostanti allo *switching* è diminuita di 6,2 punti percentuali (dal 34,1% al 27,9%) per i clienti in bassa tensione, di 10,1 punti percentuali per i clienti in media tensione e di 16,6 punti percentuali per i clienti allacciati in alta tensione.

¹¹⁶ La scarsa partecipazione della domanda è evidenziata anche dalle indagini demoscopiche avviate dall'Autorità in merito ai comportamenti e alle scelte dei clienti nei mercati energetici liberalizzati. Da tali indagini emerge, da un lato, che la maggior parte dei clienti che cambia fornitore non lo fa in maniera proattiva (ma solo dopo essere stata contattata dal call center o da un agente di vendita) e, dall'altro, la scarsa conoscenza delle opportunità offerte dal mercato da parte dei clienti che sono rimasti nei servizi di tutela.

¹¹⁷ In particolare, risulta molto rilevante aggiornare le informazioni monitorate circa le offerte dai clienti finali (per migliorarne la comprensione sia a riguardo del prezzo praticato e del *mark-up* ottenuto dagli esercenti la vendita) e gli elementi di differenziazione e innovazione introdotti.

Tavola 3.27 Tassi di *switching* dei clienti finali

| TIPOLOGIA DI CLIENTE | 2017 | | 2018 | |
|-----------------------------|--------------|-------------------|--------------|-------------------|
| | VOLUMI | PUNTI DI PRELIEVO | VOLUMI | PUNTI DI PRELIEVO |
| Domestico | 11,6% | 7,9% | 10,2% | 9,1% |
| Non domestico | 38,4% | 19,9% | 28,5% | 17,2% |
| <i>di cui:</i> | | | | |
| - bassa tensione | 34,1% | 19,7% | 27,9% | 17,0% |
| - media tensione | 46,9% | 38,1% | 36,5% | 30,2% |
| - alta e altissima tensione | 26,2% | 22,2% | 9,9% | 13,5% |
| TOTALE | 32,6% | 10,3% | 24,6% | 10,7% |

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Reclami relativi alla qualità commerciale del servizio di vendita di energia elettrica e indennizzi

L'Autorità è tenuta ad assicurare il trattamento efficace dei reclami e delle procedure di conciliazione dei clienti finali nei confronti dei venditori e dei distributori di gas naturale e di energia elettrica, avvalendosi dell'Acquirente unico, e a vigilare affinché siano applicati i principi in materia di tutela dei consumatori di cui all'Allegato I delle direttive del Parlamento europeo e del Consiglio 2009/72/CE e 2009/73/CE, secondo quanto previsto dall'art. 44, comma 4, del decreto legislativo n. 93/11.

Il Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale (TIQV)¹¹⁸, ha stabilito una serie di regole a tutela dei clienti finali e indicatori di qualità commerciale, che tutte le società di vendita di energia elettrica e gas sono tenute a rispettare. Tali indicatori sono di due tipologie: generali e specifici. I reclami scritti, le rettifiche di fatturazione e le rettifiche di doppia fatturazione sono sottoposti a standard minimi specifici sul tempo di effettuazione delle prestazioni, mentre le richieste di informazione scritte sono sottoposte a standard generali. Il TIQV prevede che, qualora il venditore non rispetti gli standard specifici di qualità commerciale, il cliente riceva automaticamente un indennizzo, in occasione della prima fatturazione utile. L'indennizzo automatico di base (a partire dal 2017, pari a 25 euro) raddoppia se l'esecuzione della prestazione sottoposta a indennizzo avviene oltre un tempo doppio dello standard e triplica se l'esecuzione della prestazione avviene oltre un tempo triplo dello standard o oltre. Indipendentemente dall'*escalation* prevista, l'indennizzo deve comunque essere erogato al cliente entro 6 mesi da parte del venditore che ha ricevuto il reclamo scritto o la richiesta di rettifica di fatturazione o di doppia fatturazione. L'indennizzo non è dovuto se il mancato rispetto degli standard specifici di qualità sia riconducibile a cause che non dipendono dal venditore.

Per il 2018, complessivamente, i tempi medi effettivi per i venditori elettrici, nei casi di risposta scritta ai reclami, alle rettifiche di fatturazione e di doppia fatturazione, si attestano al di sotto degli standard minimi fissati dall'Autorità, e risultano migliori rispetto al 2017. Anche i tempi medi di risposta delle richieste di informazione sono inferiori allo standard generale, ma leggermente più alti rispetto al 2017.

Nel complesso, le imprese che hanno servito clienti del settore elettrico e che hanno comunicato dati nell'ambito della qualità commerciale hanno ricevuto, in totale, 284.507 reclami scritti); il 53% dei reclami proviene da clienti domestici e non domestici del mercato libero, il 41% da clienti del mercato tutelato e il 6% da clienti multisito. Complessivamente, vi è stato un decremento dei reclami del 12% rispetto al 2017, particolarmente concentrato sui clienti domestici, sia del mercato libero che del mercato tutelato, mentre si riscontra, in controtendenza, un aumento in termini assoluti di reclami inoltrati da clienti MT (Tavola 3.28). Per quanto riguarda le richieste di informazione nel 2018, il 73,1% proviene da clienti del mercato libero e,

¹¹⁸ Allegato A alla delibera 21 luglio 2016, 413/2016/R/com.

in particolare, dai clienti domestici (49%). I clienti multisito contribuiscono al totale delle richieste di informazione per il 14%, seguiti dai clienti del mercato tutelato per una quota pari al 12,9%.

Le rettifiche di fatturazione che conseguono a reclami scritti, su fatture già pagate di cui si contesta il contenuto, nel 2018, hanno riguardato prevalentemente il mercato libero e, in particolare, i clienti domestici (45,8%), seguiti dai clienti non domestici sempre del mercato libero (23,3%). Nel complesso, le rettifiche di fatturazione hanno subito un decremento del 51,2% rispetto al 2017, determinato da una diminuzione delle rettifiche riferite a tutte le tipologie di clienti.

Infine, le rettifiche di doppia fatturazione determinate da errori nelle procedure di *switching* (per lo stesso periodo di consumo il cliente finale riceve una fattura sia dal venditore uscente che dal venditore entrante), nel 2018, risultano un fenomeno largamente residuale (2.191 casi), che ha interessato prevalentemente i clienti domestici e non domestici del mercato libero.

Tavola 3.28 Reclami, richieste di informazione e rettifiche di fatturazione nel 2018

| | 2017 | 2018 | VARIAZIONE |
|---|---------|---------|------------|
| Numero di reclami | 323.572 | 284.507 | -12,1% |
| Numero di richieste di informazione | 211.619 | 147.167 | -30,5% |
| Numero di rettifiche di fatturazione | 19.006 | 9.245 | -51,4% |
| Numero di rettifiche di doppia fatturazione | 3.798 | 2.191 | -42,3% |

Fonte: Elaborazione ARERA su dati dello Sportello per il consumatore di energia.

Gli argomenti dei reclami hanno riguardato: per il 37% circa la fatturazione e tutto ciò che concerne i consumi e i corrispettivi fatturati, l'autolettura, la periodicità di fatturazione, inclusa la fattura di chiusura, all'effettuazione di pagamenti e rimborsi; nel 15,9% dei casi, le vicende del contratto, quali il recesso, cambio di intestazione, voltura e subentro (perfezionamento e costi di voltura e subentro); nel 9,9% dei casi, le modalità di conclusione dei nuovi contratti, le tempistiche dello *switching* e le condizioni economiche proposte dal venditore in sede di offerta rispetto a quelle previste in contratto e applicate.

Complessivamente, nel 2018 i casi di mancato rispetto degli standard, che hanno determinato il diritto a ottenere un indennizzo per prestazioni relative alla qualità commerciale della vendita, sono stati 31.276 e sono stati erogati indennizzi automatici per quasi 1,6 milioni di euro.

Reclami al call center dello Sportello per i consumatori di energia elettrica e di gas naturale

Nel 2018, sono state gestite dal *call center* dello Sportello 388.159 chiamate pervenute in orario di servizio, di cui il 95,1% attribuibili ai settori energetici. Hanno abbandonato senza attendere la risposta dell'operatore 16.663 clienti o utenti (23.536 in meno rispetto al 2017), mentre il tempo medio di conversazione si è attestato su 178 secondi, in flessione rispetto al 2017 che aveva fatto registrare 191 secondi. In flessione anche il tempo medio di attesa, che passa da 134 secondi a 131 secondi.

I temi trattati nelle telefonate pervenute allo Sportello hanno riguardato, in particolar modo, i bonus gas, elettrico e idrico (42%), le modalità di risoluzione delle controversie (21%), diritti e regolazione (14%), le pratiche presso lo sportello (12%) e altre domande (relative alla Tutela simile, alle Offerte PLACET e al Portale offerte – vedi il paragrafo successivo) nell'11% dei casi.

Lo Sportello, nel corso del 2018, ha anche ricevuto 6.595 richieste di informazione scritte per i settori energetici, di cui 1.743 (11,3%) classificate come complesse perché collegate a potenziali controversie e necessitanti di informazioni preliminari in merito alla regolazione applicabile, nonché dell'indicazione degli strumenti di risoluzione extragiudiziale delle controversie disponibili in mancanza di un accordo negoziale con il fornitore. Lo Sportello ha ricevuto altresì 3.884 reclami di secondo livello, per i quali ha provveduto a

informare il cliente in merito agli strumenti conciliativi previsti al secondo livello del sistema di tutele e utilizzabili per risolvere la controversia, ossia il Servizio conciliazione o altri organismi di conciliazione.

In totale, i clienti reindirizzati al Servizio conciliazione o ad altra procedura conciliativa, direttamente o indirettamente, sono stati 5.627 (nel 2017 erano stati 7.524). Il 34,8% delle 4.852 richieste di informazione semplici relative al servizio elettrico e gas ha avuto a tema la fatturazione e, in particolare, il sub argomento “consumi stimati errati”; il 19,1% ha riguardato l’argomento “mercato” e, nello specifico, sono state oggetto di interesse da parte dei clienti finali le tematiche relative ai “presunti contratti non richiesti” e allo “switching”. Infine, il 12,4% delle richieste di informazione semplici ha riguardato l’argomento “morosità e sospensione”, mentre, per l’argomento “contratti” (10,1%), le richieste di informazione si sono concentrate sui temi della voltura e dei subentri e sul recesso. Per quanto riguarda le richieste di informazione complesse va sottolineato che, per la maggior parte, esse sono concentrate su tre sole voci: “fatturazione” (32,5%), “mercato” (28,2%) e “connessioni e qualità tecnica” (20,9%), con una articolazione dunque non perfettamente speculare a quella delle richieste di informazione semplici.

Le procedure speciali informative hanno trovato applicazione a partire dall’1 gennaio 2017 nei settori energetici per specifiche fattispecie, individuate dall’Autorità, contraddistinte da informazioni codificate in banche dati centralizzate, come il Sistema informativo integrato (SII) o il Sistema indennitario (SIND,) e da regole “ad applicazione automatica”. In virtù di tali caratteristiche, lo Sportello, sulla base della documentazione inviata dal cliente finale e dell’accesso alle banche dati sopra citate, può fornire l’informazione richiesta. Le richieste di attivazione di procedure speciali informative, nel 2018, sono ammontate a 20.159, in notevole aumento (+ 77%) rispetto al 2017. La ripartizione settoriale è in linea con quella dell’anno precedente: il 76% di richieste ha infatti riguardato il settore elettrico, il 18% il gas e il 6% entrambi i settori.

3.2.2.2 Raccomandazioni sui prezzi finali di vendita, indagini, ispezioni e imposizioni di misure per la promozione della concorrenza

Indagini e ispezioni

L’*enforcement* delle disposizioni previste dall’Autorità è attuato attraverso il controllo dei comportamenti degli operatori, di volta in volta individuati sulla base di documenti programmatici predisposti con cadenza annuale o a seguito di segnalazioni o evidenze in possesso degli Uffici. A tal fine l’Autorità si avvale di indagini, sopralluoghi e controlli documentali riguardanti impianti, processi e servizi relativi ai settori d’interesse dell’Autorità.

Nel corso del 2018, si sono svolti:

- indagini conoscitive, relative a tematiche individuate come prioritarie dal *Quadro strategico dell’Autorità per il quadriennio 2015-2018*, in particolare nel periodo di riferimento è proseguita l’indagine in materia di investimenti dichiarati dalle imprese ai fini del riconoscimento di tali costi in tariffa;
- verifiche ispettive *in loco*, relativamente a un ampio spettro di materie, con attenzione particolare a temi prioritari come la tutela dei consumatori, la qualità del servizio, il corretto funzionamento dei mercati e il controllo degli incentivi erogati e delle voci di costo riconosciute in tariffa;
- controlli documentali, in particolare relativi alla corretta applicazione degli obblighi di separazione del marchio e delle politiche di comunicazione delle società di distribuzione, elettriche e del gas, e alla corretta contribuzione, da parte delle imprese regolate, degli oneri di funzionamento dell’Autorità, nonché alle informazioni fornite nell’ambito dell’Anagrafica operatori dell’Autorità.

In esito alle attività di controllo in caso di inottemperanza alle disposizioni regolatorie, sono adottati i conseguenti provvedimenti a carattere sanzionatorio e/o prescrivito nei confronti degli operatori. Gli esiti

di tale attività rilevano anche al fine dell'implementazione o aggiornamento della disciplina regolatoria, nell'ottica del suo continuo miglioramento ed efficacia, nel processo adottato di ciclo regolatorio.

Nel corso del 2018, che ha visto un forte sviluppo delle attività legate all'indagine sugli investimenti e ai controlli documentali, sono state effettuate nel complesso **101 verifiche ispettive nei settori elettrico e gas** con un ancor più ampio spettro rispetto al passato degli argomenti affrontati. Nel 2018, infatti, sono state effettuate verifiche ispettive in tre nuovi campi d'indagine (compensazione economica della morosità per prelievi fraudolenti nel regime di maggior tutela, Bolletta 2.0 e investimenti dichiarati dalle imprese di distribuzione elettrica). È proseguito inoltre il consolidamento delle attività ispettive negli altri ambiti ritenuti prioritari, ai fini di un'adeguata copertura dei controlli rispetto alla platea degli operatori presenti e degli utenti serviti, con particolare attenzione alla qualità dei servizi elettrici e del gas.

Misure per la promozione effettiva della concorrenza

Come si è già illustrato nel *Rapporto* dello scorso anno, nel 2017 è stata approvata la **legge concorrenza** (la legge 4 agosto 2017, n. 124), che ha introdotto norme relative al mercato *retail* di energia elettrica e di gas naturale finalizzate in particolare (i) alla cessazione, a partire dall'1 luglio 2020¹¹⁹, della disciplina transitoria dei prezzi definita dalla legge 3 agosto 2007, n. 125, e (ii) all'introduzione di interventi a supporto dell'ulteriore sviluppo dei mercati *retail*.

Nel corso dell'anno 2018, l'Autorità ha proseguito, all'interno del quadro di norme delineato dalla legge 124/2017, i propri interventi a supporto dell'ulteriore sviluppo dei mercati *retail*, in linea con l'attività svolta nei precedenti anni e, in particolare, ha trasmesso al Ministro dello sviluppo economico il *Rapporto 117/2018/I/com relativo al monitoraggio dei mercati di vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas*.

In particolare, secondo le disposizioni dell'articolo 1, comma 66, della legge n. 124/2017, il Rapporto ha offerto al Ministero una valutazione sui seguenti aspetti:

- l'operatività del portale informatico per la raccolta e pubblicazione in modalità *open data* delle offerte vigenti sul mercato di vendita al dettaglio di energia elettrica e gas, con particolare riferimento alle utenze domestiche, alle imprese connesse in bassa tensione e alle imprese con consumi annui non superiori a 200.000 m³, di cui al comma 1.61 della medesima Legge;
- il completamento del quadro normativo e regolatorio e l'efficacia degli strumenti necessari a garantire il rispetto delle tempistiche di *switching* secondo quanto previsto dall'articolo 3, paragrafo 5, lettera a), della direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, e dall'articolo 3, paragrafo 6, lettera a), della direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, come recepite dal decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93;
- il completamento del quadro normativo e regolatorio e l'efficacia degli strumenti necessari a garantire il rispetto delle tempistiche di fatturazione e conguaglio secondo quanto previsto dall'allegato I, punto 1, lettere i) e j), della citata direttiva 2009/72/CE e dall'allegato I, punto 1, lettere i) e j), della citata direttiva 2009/73/CE, come recepite dal decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93;
- l'operatività del Sistema informativo integrato, di cui al decreto legge 8 luglio 2010, n. 105, convertito, con modificazioni, dalla legge 13 agosto 2010, n. 129, gestito dall'Acquirente Unico;
- il completamento del quadro normativo e regolatorio e il rispetto delle disposizioni dell'Autorità in materia di implementazione del *brand unbundling*, secondo quanto previsto dall'articolo 26, paragrafo 3, della citata direttiva 2009/72/CE e dall'articolo 26, paragrafo 3, della citata direttiva 2009/73/CE, come recepite dal decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93;

¹¹⁹ Inizialmente la cessazione della disciplina transitoria dei prezzi era prevista all'1 luglio 2019, tuttavia con il decreto legge 25 luglio 2018, n. 91, convertito con legge 21 settembre 2018, n.108, tale termine è stato prorogato all'1 luglio 2020.

- la tutela delle famiglie in condizioni di disagio economico, nonché l'accrescimento del sistema di vigilanza e di informazione a tutela dei consumatori.

Fino alla data di cessazione del servizio a condizioni standard, e cioè della disciplina transitoria dei prezzi, la regolazione del servizio da parte dell'Autorità avviene in ossequio ai principi di temporaneità rispetto al processo di apertura del mercato e di proporzionalità, individuati dalla Corte di giustizia europea¹²⁰. A tal fine l'Autorità ha disposto¹²¹ dall'1 gennaio 2017, la revisione delle condizioni di erogazione del servizio di maggior tutela con l'obiettivo di rendere le caratteristiche di questo servizio maggiormente coerenti con quelle di servizio universale. In particolare, sono state modificate le modalità per la determinazione dei corrispettivi a copertura dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica, stabilendo che il costo di acquisto dell'energia elettrica (elemento PE del corrispettivo PED) sia determinato con esclusivo riferimento al prezzo nei mercati a pronti all'ingrosso dell'energia elettrica. Così come sono state modificate le modalità per la determinazione dei costi di commercializzazione.

Inoltre, la legge ha affidato all'Autorità il compito di adottare disposizioni per assicurare, al termine del servizio di tutela, il servizio di salvaguardia anche per i clienti domestici e per le piccole imprese senza un fornitore di energia elettrica, attraverso procedure concorsuali per aree territoriali, e a condizioni che incentivino il passaggio al mercato libero. Tale servizio avrà quindi il compito di garantire la continuità del servizio (funzione di servizio universale) in casi residuali in cui il cliente non sia rifornito nel mercato libero.

Tutela SIMILE

Con l'intento di favorire il graduale assorbimento dei meccanismi di tutela di prezzo, ma anche 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, l'Autorità ha inoltre introdotto nel 2016 un contratto di mercato libero, denominato *Tutela SIMILE*.

A partire dal 1° luglio 2017 e fino al 30 giugno 2018, i clienti serviti in maggior tutela potevano sottoscrivere tale contratto, scegliendo tra un gruppo di fornitori ammessi in possesso di particolari requisiti. Concretamente il contratto *Tutela SIMILE* prevedeva condizioni standard, definite dall'Autorità, e aveva per oggetto la sola fornitura di elettricità; era, pertanto, esclusa la possibilità di fornire servizi aggiuntivi. In tale contratto le condizioni economiche erano pari a quelle del servizio di maggior tutela, al netto di uno sconto, liberamente definito da ciascun venditore, da corrispondere nella prima fattura (c.d. "bonus *una tantum*"). 27 società di vendita che operano a livello nazionale sono i fornitori ammessi alla *Tutela SIMILE*; i *bonus una tantum* da loro offerti¹²², differenziati per clienti domestici e non domestici, andavano da un minimo di 10 euro a un massimo di 200 euro.

Alla data del 30 giugno 2018, data termine per la sottoscrizione della *Tutela SIMILE*, risultano aver scelto questo contratto a seguito di *switching*, voltura e nuove attivazioni 13.490 clienti, quasi tutti domestici (95%). Nell'11% dei casi il contratto è stato sottoscritto con lo stesso soggetto che già erogava al cliente finale il servizio di maggior tutela e nel 39% dei casi con il fornitore che già serviva il cliente nel settore del gas naturale.

¹²⁰ Sentenza della Corte di Giustizia europea – Grande Sezione, 20 aprile 2010, procedimento C-265/08.

¹²¹ Con la delibera 4 novembre 2016, 633/2016/R/eel, operativa dal 1° gennaio 2017.

¹²² Il bonus *una tantum* è fisso per tutta la durata della *Tutela SIMILE* dall'1 gennaio 2017 al 30 giugno 2018.

Le offerte PLACET

L'aumento della comprensione delle offerte commerciali da parte dei clienti finali è un presupposto fondamentale per la loro partecipazione attiva al mercato. Tale partecipazione è indispensabile per raggiungere un assetto in cui il mercato libero costituisca la modalità normale di acquisto dell'energia elettrica e del gas anche per i clienti di piccola dimensione, soprattutto, in vista della fine dei servizi a condizioni standard. Perciò l'Autorità ha introdotto¹²³, sia per il settore dell'energia elettrica, sia per quello del gas naturale, le offerte a Prezzo Libero A Condizioni Equiparate di Tutela (offerte PLACET).

Le offerte PLACET accrescono la capacità di valutazione delle offerte commerciali presenti sul mercato libero perché presentano strutture di offerta facilmente comparabili tra venditori (differenziate solo nel livello di prezzo) e distinte da ogni proposta di servizi aggiuntivi dello stesso venditore. Le PLACET si applicano ai clienti di piccole dimensioni serviti nel mercato libero identificati, per il settore elettrico, con tutti i clienti (domestici e non domestici) connessi alla rete in bassa tensione e, per il settore del gas naturale, con i clienti finali (domestici, condomini uso domestico e altri usi) titolari di punti con consumi annui inferiori a 200.000 S(m³). Ogni venditore del mercato libero è quindi obbligato a inserire nel proprio menù di offerte commerciali due formule di offerte PLACET - una a prezzo fisso e una a prezzo variabile - caratterizzate da condizioni generali di fornitura fissate dall'Autorità con l'eccezione delle condizioni economiche, i cui livelli sono liberamente definiti dal venditore (in accordo a una struttura predefinita di corrispettivi). In entrambi i casi, il prezzo dell'energia è articolato in una quota fissa espressa in €/cliente/anno e una quota energia espressa in €/kWh o €/S(m³) e quindi proporzionale ai volumi consumati.

Le offerte PLACET dell'energia elettrica a prezzo variabile prevedono, in ogni mese, un prezzo indicizzato al PUN (Prezzo Unico Nazionale) espresso in €/kWh, così come determinato dal GME. Il prezzo è differenziato per fasce orarie in presenza di un contatore telegestito. In particolare, per i clienti domestici telegestiti, il prezzo è differenziato nelle fasce orarie F1 e F23, mentre, per i clienti non domestici telegestiti, esso è differenziato nelle fasce orarie F1, F2 e F3¹²⁴. Per i clienti, domestici e non domestici, che non hanno un contatore telegestito il prezzo è lo stesso in tutte le ore. Le offerte PLACET di gas naturale a prezzo variabile prevedono un prezzo indicizzato al TTF determinato in ogni trimestre come media aritmetica delle quotazioni *forward* trimestrali OTC relative al trimestre in questione, presso l'*hub* TTF, rilevate da ICIS-Heren con riferimento al secondo mese solare antecedente il medesimo trimestre.

Alla fine del 2017 l'Autorità ha individuato il "Portale offerte", realizzato e gestito dall'AU (il gestore del SII) come lo strumento per la raccolta, la pubblicazione in modalità *open data* di tutte le offerte presenti sul mercato di vendita al dettaglio elettrico e gas e per la comparazione delle offerte PLACET. Il Portale offerte è divenuto operativo dal 1° luglio 2018. Da quella data e a tutt'oggi, i consumatori possono individuare, confrontare e scegliere tramite il Portale principalmente le offerte PLACET mentre, a decorrere dal 1° dicembre 2018, saranno disponibili tutte le offerte esistenti sul mercato.

Alla data del 31 marzo 2019 risultavano nel Portale 274 offerte attive per i clienti domestici del settore elettrico e 267 per quelli del settore gas. Per i clienti non domestici, invece, erano disponibili 277 offerte elettriche e 271 offerte di gas.

Nell'ambito della disciplina delle offerte PLACET è stato anche definito un modulo delle condizioni generali di fornitura, utilizzabile su base volontaria da parte dei venditori e costituente il *benchmark* per la redazione dei contratti di somministrazione. I venditori che adottano tale modulo non possono modificare e/o

¹²³ Con la delibera 27 luglio 2017, 555/2017/R/com.

¹²⁴ Più precisamente, le fasce sono definite così:

F1 (ore di punta): dalle 8:00 di mattina alle 19:00 dal lunedì al venerdì, festività nazionali escluse.

F2 (ore intermedie): dalle ore 7:00 alle ore 8:00 la mattina, dalle ore 19:00 alle ore 23:00 dal lunedì al venerdì e dalle ore 7:00 alle ore 23:00 il sabato, festività nazionali escluse.

F3 (ore fuori punta): dalle ore 00.00 alle ore 7.00 e dalle ore 23.00 alle ore 24.00 dal lunedì al sabato, la domenica e festivi tutte le ore della giornata.

F23: dalle 19:00 alle 8:00 di tutti i giorni, comprese le domeniche e i giorni festivi. Questa fascia comprende le ore incluse nelle fasce F2 e F3.

integrarne le relative clausole, mentre coloro che non lo adottano devono comunque conformarsi alla disciplina delle offerte PLACET ai fini della redazione delle condizioni generali di fornitura dei relativi contratti. Alla data del 31 marzo 2019, l'89% delle controparti commerciali avevano utilizzato il modulo delle condizioni generali di fornitura redatto dall'Autorità, sia per il settore elettrico che per il settore gas naturale.

3.3 Sicurezza delle forniture

3.3.1 Monitoraggio del bilancio tra domanda e offerta di energia elettrica

Il monitoraggio del bilancio fra domanda e offerta di energia elettrica non rientra fra le competenze dell'Autorità: ai sensi dell'art. 1 del decreto legislativo n. 93/11 tale competenza è attribuita al Ministero per lo sviluppo economico (MSE).

3.3.2 Monitoraggio degli investimenti in capacità di generazione in riferimento alla sicurezza delle forniture

Ai sensi del decreto legislativo n. 93/11 le seguenti funzioni in materia di monitoraggio degli investimenti di capacità sono state attribuite al MSE:

- sicurezza operative delle reti (art. 7 direttiva 89/2005/CE);
- investimenti nelle capacità di interconnessione nei prossimi 5 anni o più (art. 7 direttiva 89/2005/CE);
- domanda e fornitura prevista per i prossimi 5 anni e 1-15 anni (art. 7 direttiva 89/2005/CE).

Mercato della capacità

Il decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379, ha introdotto un nuovo sistema di remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica (Mercato della capacità), volto a incrementare il grado di coordinamento tra le scelte di investimento in capacità produttiva e in capacità di trasmissione, riducendone i rischi e, allo stesso tempo, accrescendo la contendibilità del mercato. Il medesimo decreto ha stabilito che l'Autorità definisca i criteri e le condizioni in base ai quali Terna (il TSO) deve elaborare lo schema di disciplina del sistema di remunerazione della capacità e che tale schema venga approvato con decreto del Ministro dello sviluppo economico, sentita l'Autorità.

Il processo finalizzato all'avvio del Mercato della capacità ha richiesto, negli ultimi anni, la gestione in parallelo da un lato della relazione con la Commissione europea, ai fini della notifica e della decisione sulla compatibilità della misura con la disciplina comunitaria sugli aiuti di Stato e, dall'altro lato, del processo di completamento del quadro di regole necessario ai fini dell'avvio delle aste di capacità.

Sul fronte europeo, dopo un articolato processo di interlocuzione con la Commissione, quest'ultima, in data 7 febbraio 2018, ha approvato, alla luce delle norme comunitarie sugli aiuti di Stato, il Mercato della capacità italiano, evidenziando, tra l'altro, che la misura concepita dall'Italia contribuirà a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento, tutelando nel contempo la concorrenza nel mercato unico.

Sul fronte nazionale, nel corso del 2018 è proseguito l'iter di revisione delle regole del Mercato della capacità avviato negli anni precedenti (vedi i *Rapporti Annuali 2017 e 2018*). Detto processo si è reso necessario per ottenere dalla Commissione la decisione di compatibilità rispetto alla normativa comunitaria sugli aiuti di Stato e per implementare la proposta dell'Autorità di anticipare l'entrata in operatività del meccanismo mediante la definizione di una fase di prima attuazione del Mercato della capacità.

Nell'ambito dell'iter sopra descritto, nell'aprile 2018 l'Autorità ha modificato e integrato¹²⁵ i criteri e le condizioni per la disciplina del Mercato della capacità, fissati nel 2011¹²⁶. Le innovazioni introdotte possono essere classificate nelle seguenti tre categorie:

- a) riforma della disciplina del 2011 al fine di renderla conforme agli indirizzi ministeriali del 25 ottobre 2016 e agli impegni che lo Stato italiano ha assunto con la Commissione europea per rendere il Mercato della capacità compatibile con la normativa comunitaria sugli aiuti di Stato;
- b) evoluzione dei criteri per la disciplina del Mercato della capacità su profili sottoposti a consultazione nel 2016 e nel 2017 (vedi i *Rapporti Annuali* 2017 e 2018);
- c) modifiche addizionali ai criteri, per delineare una più efficiente allocazione dei rischi e per cambiare la destinazione della rendita di congestione che si determina in esito al menzionato mercato.

Con riferimento alle innovazioni di cui alla lettera a), l'Autorità ha stabilito:

- l'avvio della fase di prima attuazione che è contraddistinta da periodi di pianificazione di durata anche inferiore all'anno;
- il superamento del premio minimo e la previsione di contratti pluriennali (sino a 15 anni) per gli investimenti in nuova capacità, introducendo, al contempo, il concetto di soglia minima di investimento;
- l'apertura del Mercato della capacità alla partecipazione attiva della domanda e della generazione rinnovabile non programmabile, nonché della capacità localizzata all'estero;
- la selezione prioritaria, a parità di premio offerto, della capacità che soddisfa determinati requisiti di flessibilità e/o della capacità caratterizzata da un miglior indice di emissione di anidride carbonica;
- la definizione di capacità incentivata, riconoscendo all'operatore la possibilità di scegliere se fruire dell'incentivo o partecipare al Mercato della capacità;
- la semplificazione del sistema di garanzie, mediante l'eliminazione dei requisiti patrimoniali;
- la partecipazione implicita alle aste, con equiparazione a capacità offerta a premio nullo, della capacità produttiva afferente a impianti (o raggruppamenti di impianti) assoggettati – nel periodo di consegna dell'asta stessa – a uno dei regimi di essenzialità;
- la riserva, nella fase di piena attuazione, di una parte del fabbisogno di capacità per l'approvvigionamento mediante aste di aggiustamento da svolgere l'anno prima del relativo periodo di consegna (cd. riserva di capacità).

In relazione alle modifiche di cui alla lettera b), l'Autorità ha previsto:

- l'esplicitazione dei criteri di partecipazione attiva della domanda flessibile, che, tra l'altro, non deve essere già oggetto di contratti volti a garantire la sicurezza del sistema elettrico;
- la definizione della metodologia per la determinazione del prezzo di esercizio da parte dell'Autorità, con la possibilità che tale metodologia possa essere soggetta a cambiamenti nel tempo, rispettando, tuttavia, specifici criteri a garanzia dei partecipanti;
- la modifica degli obblighi di offerta e dei criteri per il calcolo dei prezzi di riferimento, per tener conto delle quantità accettate sul mercato infragiornaliero e per evitare condotte opportunistiche da parte degli operatori;

¹²⁵ Con la delibera 11 aprile 2018, 261/2018/R/eel.

¹²⁶ Con la delibera 21 luglio 2011, ARG/elt 98/11.

- la differenziazione, per la gestione del rischio di potere di mercato e la minimizzazione dell'onere per i consumatori, tra premio massimo riconoscibile alla capacità produttiva esistente e premio massimo riconoscibile alla capacità produttiva nuova, e l'introduzione del concetto di premio massimo che può essere offerto dalla capacità produttiva esistente (bid cap), che può essere diverso dal premio riconoscibile alla medesima capacità;
- l'introduzione di disposizioni transitorie circa i criteri per la costruzione di curve di domanda di capacità, finalizzate a consentire la costruzione delle stesse in funzione dei costi della capacità di produzione – invece che in base al valore della stessa – in linea con quanto approvato dalla Commissione;
- le procedure affinché l'Autorità possa effettuare verifiche di conformità sulle curve di domanda e sulla determinazione dei premi massimi.

Le modifiche di cui alla lettera c), dispongono tra l'altro:

- la definizione di tempistiche per la nomina della capacità impegnata tali da permettere agli operatori una gestione più efficiente delle accidentalità;
- l'introduzione di disposizioni transitorie circa il sistema di garanzie, in attesa di verificare il grado di liquidità delle aste di aggiustamento e del mercato secondario e al fine di contenere la volatilità degli importi delle garanzie stesse;
- il riconoscimento a Terna della facoltà di stipulare, anche nella fase di piena attuazione, contratti con periodo di consegna annuale per l'approvvigionamento dell'insieme della capacità necessaria a soddisfare il fabbisogno di capacità dell'anno considerato, fatta comunque salva, nella fase di piena attuazione, la riserva di capacità;
- la modifica dei criteri per l'individuazione del corrispettivo a copertura degli oneri netti di approvvigionamento della capacità, in modo da destinare alla riduzione dell'*uplift* la rendita di congestione che si determina a valle delle aste di capacità;
- l'obbligo per il titolare di capacità in prelievo impegnata nel Mercato della capacità, qualora tale capacità sia offerta e accettata in acquisto in una successiva asta di aggiustamento, di pagare a Terna, se positivo, un corrispettivo (pari alla differenza tra il premio della seconda asta e il premio della prima) destinato alla riduzione dell'onere netto del Mercato della capacità, così da mantenere in capo al titolare della capacità impegnata in prelievo il rischio-prezzo connesso alla cessione della propria posizione;
- l'aggiornamento e l'integrazione di alcune definizioni (ore di picco, fattore di carico, capacità produttiva da adeguare, capacità produttiva nuova);
- la rimodulazione dei termini delle attività propedeutiche allo svolgimento delle procedure concorsuali.

3.3.3 Misure per coprire picchi di domanda o carenze dell'offerta

Le misure per far fronte ai picchi della domanda e alle carenze delle forniture di uno o più fornitori non rientrano fra le competenze dell'Autorità: ai sensi dell'art. 1 del decreto legislativo n. 93/11 tale competenza è attribuita al Ministero per lo sviluppo economico.

4 IL MERCATO DEL GAS NATURALE

4.1 Regolamentazione delle infrastrutture

4.1.1 Unbundling

Regolamentazione dell'unbundling

La disciplina dell'*unbundling* funzionale e contabile è comune ai settori dell'energia elettrica e del gas naturale. Pertanto, per questa parte si rinvia a quanto illustrato per il settore elettrico al paragrafo 3.1.1.

Certificazione del gestore del sistema di trasmissione

Nel luglio 2018 l'Autorità ha adottato¹²⁷ la decisione preliminare di certificazione per la società Infrastrutture Trasporto Gas (ITG) in qualità di gestore di sistema di trasporto del gas naturale in separazione proprietaria, ai sensi dell'articolo 9, paragrafo 1, della direttiva 2009/73/CE. Il provvedimento è stato determinato dal fatto che ITG, che era già certificata¹²⁸ come gestore di trasporto indipendente, ha presentato all'Autorità istanza di ricertificazione a seguito del suo mutato assetto proprietario, dovuto alla cessione da Edison a Snam Rete Gas dell'intera partecipazione nella società.

La certificazione preliminare, con cui l'Autorità ha verificato il rispetto da parte di ITG dei requisiti previsti dall'articolo 9 della citata direttiva, è stata notificata alla Commissione europea in conformità a quanto stabilito dall'articolo 3 del regolamento (CE) N. 715/2009; in merito, la Commissione europea ha espresso un parere pienamente concorde con la decisione dell'Autorità.

Nel rispetto del termine di due mesi dalla ricezione del parere trasmesso dalla Commissione, nel novembre 2018 l'Autorità ha quindi adottato¹²⁹ la decisione finale di certificazione di ITG in conformità al modello di separazione proprietaria ex articolo 9 della direttiva 2009/73/CE.

4.1.2 Regolamentazione tecnica

Bilanciamento di merito economico del gas naturale

Il 2018 è stato il secondo anno di operatività del nuovo regime di bilanciamento, secondo il modello definito dal *Testo Integrato del Bilanciamento (TIB)* nel giugno 2016¹³⁰ che recepisce integralmente il regolamento (UE) 312/2014 del 26 marzo 2014.

Gli interventi dell'Autorità in materia di bilanciamento si sono quindi concentrati sull'affinamento della taratura degli incentivi a Snam Rete Gas, introdotti nel 2016¹³¹ e rivisti nel 2017¹³². In occasione della consultazione dell'agosto 2018, l'Autorità ha presentato¹³³ l'andamento degli incentivi nel periodo di 1 ottobre 2017 - 30 settembre 2018 (secondo periodo di incentivazione), rilevando come il sistema di stimoli disegnato per il mercato italiano sia stato efficace rispetto all'obiettivo di promuovere un'efficiente gestione del bilanciamento della rete. Alla luce di tale risultato, con la consultazione l'Autorità ha proposto, i seguenti

¹²⁷ Delibera 12 luglio 2018, 381/2018/R/gas.

¹²⁸ Delibera 26 settembre 2013, 404/2013/R/gas.

¹²⁹ Delibera 20 novembre 2018, 589/2018/R/gas.

¹³⁰ Allegato A alla delibera 16 giugno 2016, 312/2016/R/gas.

¹³¹ Delibera 6 ottobre 2016, 554/2016/R/gas.

¹³² Delibera 28 settembre 2017, 661/2017/R/gas.

¹³³ Documento per la consultazione 2 agosto 2018, 429/2018/R/gas.

adeguamenti per il periodo di incentivazione decorrente dal 1° ottobre 2018 (c.d. terzo periodo di incentivazione):

- un adeguamento del valore base dell'indicatore che misura il rapporto, espresso in percentuale, fra la differenza dei prezzi delle azioni di bilanciamento in acquisto/vendita e il prezzo medio ponderato di mercato di ciascun giorno-gas (indicatore p_2), per renderlo maggiormente in linea coi valori medi osservati della *performance*;
- una diminuzione del valore massimo associato all'incentivo p_2 , al fine di incentivare ulteriormente il responsabile del bilanciamento a ricorrere al mercato per l'approvvigionamento delle risorse necessarie per bilanciare la rete a fine giorno;
- una riduzione dell'ordine di un terzo dell'incentivo atteso per il terzo periodo di incentivazione, rispetto a quanto conseguito nel secondo periodo di incentivazione;
- una durata più lunga (rispetto ai due periodi precedenti) del terzo periodo di incentivazione, in modo da allinearla con la riforma del *settlement gas*;
- la conferma dello stesso livello massimo di penalità conseguibile dal Responsabile del Bilanciamento (RdB).

In esito alla consultazione, l'Autorità ha sostanzialmente approvato¹³⁴ le proposte suddette, definendo pertanto i parametri di incentivazione validi per il periodo 1° ottobre 2018 – 31 dicembre 2019. Inoltre, al fine di non porre un freno alla spinta al miglioramento dell'RdB, l'Autorità ha anche introdotto la possibilità per l'RdB di recuperare la somma corrispondente alla sopra richiamata riduzione (di un terzo dell'incentivo atteso per il terzo periodo di incentivazione) a seguito del raggiungimento di ulteriori obiettivi di miglioramento ed efficientamento per effetto della definizione e implementazione di alcuni processi critici, quali la riforma del *settlement gas*.

Riforma della disciplina del *settlement*

Nel febbraio 2018 l'Autorità ha approvato¹³⁵ la riforma delle regole del *settlement gas*, contenuta nel *Testo integrato delle disposizioni per la regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale (TISG)*. Tale riforma entrerà in vigore il 1° gennaio 2020 ed è caratterizzata dalle seguenti principali novità:

- l'attribuzione al Responsabile del Bilanciamento (RdB), ovvero la principale impresa di trasporto, del compito di approvvigionare la differenza tra i quantitativi immessi nell'impianto di distribuzione dai venditori e quelli prelevati dai clienti finali (Δ_{IO} o Δ_{IO}^{10});
- la semplificazione delle procedure di determinazione delle partite fisiche ed economiche relative alle sessioni di bilanciamento e di aggiustamento;
- la sterilizzazione dell'incertezza per l'utente del bilanciamento (UdB) con riferimento ai prelievi destinati ai Punti di riconsegna (PdR) con frequenza di lettura inferiore alla mensile; infatti, i quantitativi da approvvigionare per questi punti sono oggetto di previsione da parte dell'RdB e tali partite non vengono rideterminate, riducendo così il rischio connesso al loro conguaglio;
- la centralizzazione nel Sistema informativo integrato (SII) di alcune attività in precedenza nella responsabilità delle imprese di distribuzione;

¹³⁴ Delibera 27 settembre 2018, 480/2018/R/gas.

¹³⁵ Delibera 8 febbraio 2018, 72/2018/R/gas.

- l'implementazione da parte dell'RdB di una metodologia per la valutazione del fattore climatico nella determinazione dei prelievi giornalieri concernenti i PdR con frequenza di rilevazione inferiore o pari alla mensile, nonché la revisione dei profili di prelievo.

La riforma suddetta prevede¹³⁶ che siano disciplinate successivamente l'attività di approvvigionamento da parte dell'RdB dei volumi a copertura del delta¹⁰, nonché le conseguenti integrazioni alla disciplina del bilanciamento e degli incentivi all'RdB.

Gli orientamenti su tali aspetti, finalizzati a introdurre maggiore efficienza e trasparenza a beneficio del sistema gas, sono stati esposti con la consultazione¹³⁷ del settembre 2018. In particolare, è stato prospettato che l'RdB provveda ad approvvigionare a mercato non solo i quantitativi a copertura del delta¹⁰, ma anche quelli necessari alla copertura di: autoconsumi (C,) perdite (PE), gas non contabilizzato (GNC), variazioni attese di *linepack* (ΔLP). Tale soluzione comporta i seguenti benefici:

- la minimizzazione dei quantitativi da approvvigionare nella responsabilità dell'RdB e, di conseguenza, del costo complessivo, potendo eventualmente compensare su base giornaliera volumi da acquistare e volumi da vendere;
- l'eliminazione della riserva di capacità di stoccaggio destinata all'RdB – per la gestione delle differenze fra i quantitativi giornalieri di autoconsumi, di perdite di rete e di GNC e i quantitativi previsti in consegna da parte degli utenti – e la sua messa a disposizione agli utenti;
- la semplificazione della gestione dei meccanismi di neutralità dell'RdB rispetto alle suddette partite, come attualmente definiti dal Testo Integrato del Bilanciamento (TIB), che riguarderebbero solo la valorizzazione economica e non più le differenze fra i quantitativi di energia riconosciuti dagli utenti e quelli effettivi;
- l'introduzione di meccanismi per incentivare l'efficienza anche nella gestione su base giornaliera di queste partite e per la minimizzazione del relativo costo di approvvigionamento.

Per quanto riguarda le imprese di trasporto diverse dal RdB, in un'ottica di ottimizzazione e semplificazione, è stato proposto che le attività svolte da tali imprese siano centralizzate in capo all'RdB stesso, anche per il tramite di un apposito servizio offerto da quest'ultimo; in alternativa, ciascuna impresa di trasporto dovrebbe agire quale utente del Punto di scambio virtuale (PSV) per comprare i quantitativi necessari e sarebbe necessario prevedere meccanismi analoghi a quelli definiti per l'RdB per la copertura del rischio prezzo. Infine, sono state illustrate le modifiche e/o integrazioni alla regolazione in tema di bilancio provvisorio con lo scopo di rendere la disciplina coerente a quella del *settlement* gas a partire da gennaio 2020.

Con riferimento alla gestione delle sessioni di aggiustamento per gli anni pregressi (dal 2013 all'avvio della nuova disciplina), l'Autorità ha previsto¹³⁸ due processi:

- uno per il calcolo del conguaglio delle partite economiche attribuite all'UdB al momento del bilancio definitivo, applicando nuovamente l'algoritmo già utilizzato in sessione di bilanciamento, a oggi in vigore, e rideterminando il disequilibrio di ciascun UdB (DSk_{agg});
- l'altro volto a valorizzare la quantità di competenza di ogni UdB, oggetto di compensazione, della differenza tra immesso e prelevato presso il punto di collegamento tra la rete di trasporto e quella di

¹³⁶ Punto 9 della delibera 72/2018/R/gas.

¹³⁷ Documento per la consultazione 20 settembre 2018, 462/2018/R/gas.

¹³⁸ Delibera 5 ottobre 2017, 670/2017/R/gas.

distribuzione (*city gate*), ripartendo la quota annua riconosciuta di tale differenza in proporzione ai prelievi allocati nell'anno all'UdB presso il medesimo city gate (IO_{agg}).

Relativamente alle sessioni di aggiustamento per gli anni pregressi, sono state poi adottate ulteriori disposizioni. In particolare, nell'aprile 2018 l'Autorità ha definito¹³⁹ le modalità di determinazione dei corrispettivi di scostamento per il periodo 2013-2019. Nello specifico, è stato previsto che:

- fino all'entrata in vigore della nuova disciplina del *settlement*, si possa procedere alla rideterminazione e al conguaglio dei corrispettivi già corrisposti per gli scostamenti della capacità di trasporto soltanto nell'ambito della prima sessione di aggiustamento che comprende l'anno in cui è avvenuto lo scostamento¹⁴⁰;
- la rideterminazione avvenga su presentazione da parte dell'utente del trasporto di una richiesta riportante l'anno di competenza e l'indicazione dei punti di riconsegna e/o di uscita della rete di trasporto oggetto della richiesta e che riguardi la revisione dei corrispettivi di scostamento applicati ai medesimi punti con riferimento all'intero anno solare indicato;
- le imprese di trasporto provvedano a conguagliare gli importi relativi ai corrispettivi di scostamento della capacità di trasporto, derivanti dalle rettifiche di cui al presente provvedimento, secondo tempistiche e modalità definite successivamente;
- i ricavi derivanti dall'applicazione dei corrispettivi di scostamento relativi agli anni 2018 e 2019, rilevanti ai fini della determinazione delle tariffe di trasporto riguardanti, rispettivamente, gli anni 2020 e 2021, siano considerati al netto degli importi relativi ai conguagli di cui al precedente punto; nel caso in cui si determini uno scostamento negativo tra i ricavi derivanti dall'applicazione dei corrispettivi di scostamento e i suddetti conguagli, tale scostamento è riconosciuto a valere sulle tariffe di trasporto relative all'anno 2020 e 2021;
- le imprese di trasporto possano introdurre un'indennità amministrativa, commisurata ai costi incrementali sostenuti, a carico dell'utente che richiede la rettifica, applicata per ciascun punto (di riconsegna o di uscita) oggetto della richiesta, e che questa rientri tra le partite di ricavo dell'impresa di trasporto non soggette a conguaglio e che quindi non devono essere considerate nelle tariffe di trasporto nell'ambito delle voci RSCN e RSCR;
- le imprese di trasporto provvedano alla definizione delle modalità e delle tempistiche di presentazione delle suddette richieste, dandone adeguata informazione agli utenti. Nel dicembre 2018 sono state definite¹⁴¹ le modalità e le tempistiche di erogazione dei conguagli da parte delle imprese di trasporto.

Inoltre, nell'ottobre 2018 l'Autorità ha dato¹⁴² disposizioni alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) ai fini dell'erogazione delle somme relative agli esiti della prima sessione di aggiustamento¹⁴³, a copertura della differenza tra il *quantum* da corrispondere agli UdB e quello che gli stessi devono versare all'RdB. Nello specifico, per quanto riguarda la sessione di aggiustamento relativa agli anni 2013-2016, è stato dato mandato di versare all'RdB gli ammontari relativi al termine IO_{agg} , pari a € 109.540.710,16, a valere sul conto oneri *settlement* gas e al termine DSk_{agg} , pari a € 12.783.125,38, a valere sul conto oneri bilanciamento gas. Inoltre, in conformità con i principi di neutralità dell'RdB, previsti dalla regolazione europea e nazionale, è stato stabilito che l'RdB trasmetta a CSEA, contestualmente alla comunicazione all'Autorità prevista dal Codice di rete, l'ammontare non corrisposto relativamente alle fatture emesse e non coperto dalle garanzie, con distinzione delle quote afferenti alle due componenti IO_{agg} e DSk_{agg} , debitamente documentato,

¹³⁹ Delibera 5 aprile 2018, 223/2018/R/gas.

¹⁴⁰ Anno definito ai sensi della delibera 670/2017/R/gas.

¹⁴¹ Delibera 18 dicembre 2018, 676/2018/R/gas.

¹⁴² Delibera 30 ottobre 2018, 548/2018/R/gas.

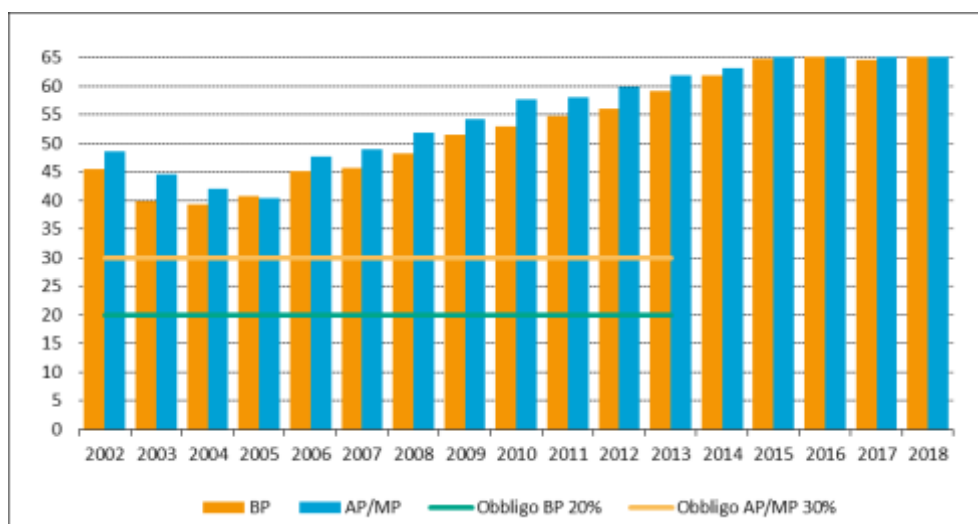
¹⁴³ Sessione di aggiustamento effettuata ai sensi della delibera 670/2017/R/gas,

unitamente all'ammontare economico oggetto di rateizzazione e che CSEA proceda alla corresponsione degli importi riportati nella suddetta comunicazione entro i dieci giorni successivi alla data di ricevimento della stessa, a valere sui conti sopra individuati. I crediti successivamente recuperati e le rate pagate, saranno versati dall'RdB a CSEA al termine del mese successivo a quello di recupero.

Qualità del servizio di distribuzione del gas

Alla fine del 2013 è stata approvata¹⁴⁴ la *Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 – Parte I del Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019* (RQDG). La RQDG disciplina alcune attività rilevanti per la sicurezza del servizio di distribuzione del gas. Tra queste si ricordano il pronto intervento, l'ispezione della rete di distribuzione, l'attività di localizzazione delle dispersioni a seguito di ispezione o per segnalazione da parte di terzi e l'odorizzazione del gas. La regolazione di tali materie ha l'obiettivo di minimizzare il rischio di esplosioni, di scoppi e di incendi provocati dal gas distribuito e, dunque, ha come fine ultimo la salvaguardia delle persone e delle cose da danni derivanti da incidenti provocati dal gas distribuito. I grafici e le tavole riportati di seguito illustrano l'andamento della sicurezza del settore del gas negli ultimi anni.

Figura 4.1 Percentuale di rete ispezionata dal 2002



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'ARERA.

La figura 4.1 mostra la quantità di rete ispezionata per il periodo 2002-2018. Fino al 2013 la regolazione prevedeva un obbligo minimo annuo, dal 2014 ha introdotto un obbligo di ispezione pari al 100% della rete nel triennio (rete in alta/media pressione, AP/MP) o nel quadriennio (rete in bassa pressione, BP) mobile. Per il 2018 si registra un aumento rispetto al 2017. L'ispezione della rete, generalmente, ha l'obiettivo di intercettare le dispersioni favorendo, di fatto, una maggiore sicurezza dei cittadini.

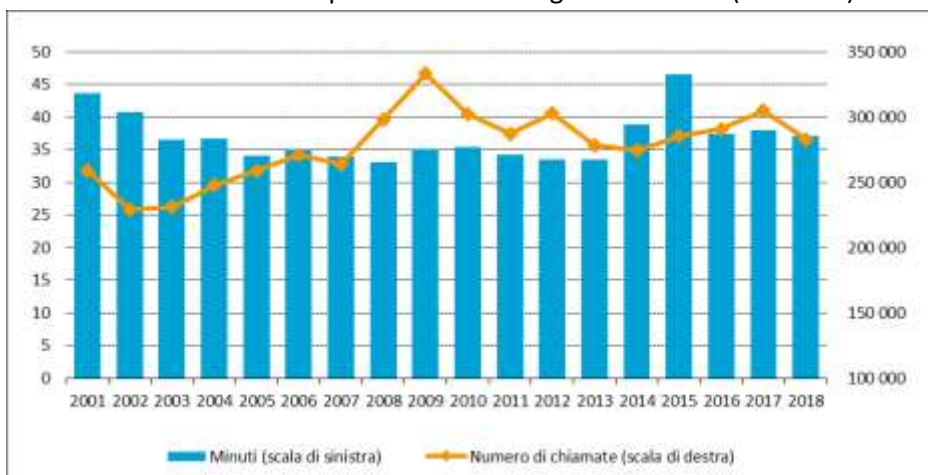
Con riferimento agli obblighi in materia di pronto intervento, la figura 4.2 mostra il tempo di arrivo sul luogo di chiamata (telefonica), per il quale si registra un valore medio nazionale di 37 minuti, lievemente diminuito rispetto al 2017. La regolazione prevede che sia pari ad almeno il 90% la percentuale di chiamate per pronto intervento per le quali gli addetti arrivano sul luogo di chiamata entro il tempo massimo di 60 minuti. L'obbligo di registrazione vocale delle chiamate, introdotto dal 1° luglio 2009 e accompagnato da campagne di controlli sul servizio di pronto intervento gas, attuate con l'ausilio della Guardia di Finanza, induce le aziende a registrare i dati in modo preciso. Inoltre, va aggiunto che la platea delle imprese obbligate a

¹⁴⁴ Con la delibera 12 dicembre 2013, 574/2013/R/gas.

partecipare alla regolazione premi-penalità relativa ai recuperi di sicurezza è via via aumentata e il rispetto della disciplina sul pronto intervento è un requisito indispensabile per il riconoscimento dei premi.

Figura 4.2 Pronto intervento su impianto di distribuzione dal 2001

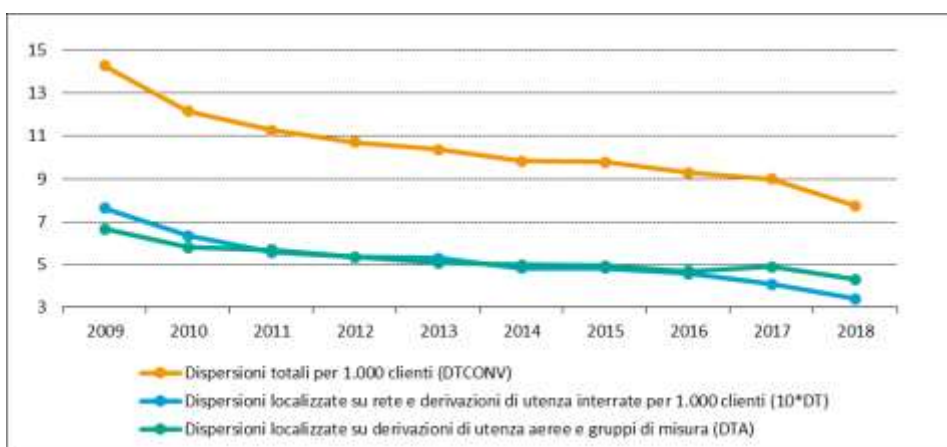
Numero di chiamate e tempo di arrivo sul luogo di chiamata (in minuti)



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'ARERA.

Figura 4.3 Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazione di terzi ogni 1.000 clienti

Impianti soggetti a regolazione incentivante – Periodo 2009-2017



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'ARERA.

La figura 4.3 illustra il numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi per migliaio di clienti per gli impianti di distribuzione soggetti alla regolazione premi-penalità: si riscontra un significativo trend decrescente sia per la rete interrata che per la rete aerea; nel 2018 sono state registrate circa tre dispersioni interrate e quattro dispersioni aeree per migliaio di clienti finali.

Tempi di connessione alle reti di trasporto e distribuzione

I dati relativi alle connessioni sono distinti a seconda che si tratti di allacciamenti a metanodotti di trasporto o di allacciamenti a condotte di distribuzione. All'interno di ciascuna tipologia di impianto, sono evidenziati i dati relativi al numero di connessioni effettuate e al tempo medio trascorso per ottenerle, al netto di quello necessario per acquisire eventuali autorizzazioni amministrative o adempimenti da parte del cliente finale che ha richiesto la connessione stessa. Il tempo medio è indicato in numero di giorni lavorativi impiegati per

la realizzazione del punto di riconsegna e delle eventuali altre opere necessarie per rendere disponibile la capacità di trasporto, secondo quanto previsto dal contratto stipulato.

Nel 2018 sono state realizzate 77 connessioni con le reti di trasporto, di cui 59 alle condotte in alta pressione e 18 a quelle in media pressione (Tavola 4.1). Mediamente, esse hanno richiesto un'attesa di 84 giorni lavorativi per le condotte in alta pressione e di 38,5 giorni per quelle in media pressione. Rispetto all'anno precedente, è aumentato il numero di connessioni per entrambe le tipologie di condotte ed è anche salito il tempo medio per la loro realizzazione: sette giorni lavorativi in più nel caso delle reti in alta pressione e tre giorni in più nelle reti in media (questo dato può risentire della diversa incidenza delle imprese che di anno in anno rispondono al questionario). Per la rete di distribuzione si osserva una diminuzione nel numero di connessioni realizzate (Tavola 4.2): nel 2018 è risultato pari a 104.156, rispetto alle 124.114 del 2017. Come sempre la maggior parte degli allacciamenti ha riguardato condotte in bassa pressione (96,4%) e la restante in media pressione, visto che nessuna connessione è stata effettuata su reti di distribuzione in alta pressione, come già lo scorso anno. Si registra un sensibile accorciamento dei tempi di attesa per le connessioni alle reti in media pressione, passati in media da 21,2 a 13,7 giorni lavorativi, mentre invece emerge un considerevole aumento nei tempi medi per le connessioni alle reti in bassa pressione, passati da 7,7 a 17,6 giorni lavorativi.

Tavola 4.1 Connessioni alle reti di trasporto e tempo medio di allacciamento

Numero e tempo medio in giorni lavorativi

| PRESSIONE | 2017 | | 2018 | |
|-----------------|-----------|----------------------------|-----------|----------------------------|
| | NUMERO | TEMPO MEDIO ^(A) | NUMERO | TEMPO MEDIO ^(A) |
| Alta pressione | 54 | 76,9 | 59 | 84 |
| Media pressione | 12 | 35,6 | 18 | 38,5 |
| TOTALE | 66 | 69,4 | 77 | 73,4 |

(A) Esclude il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni.

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Tavola 4.2 Connessioni alle reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento

Numero e tempo medio in giorni lavorativi

| PRESSIONE | 2017 | | 2018 | |
|-----------------|----------------|----------------------------|----------------|----------------------------|
| | NUMERO | TEMPO MEDIO ^(A) | NUMERO | TEMPO MEDIO ^(A) |
| Bassa pressione | 0 | - | 0 | - |
| Alta pressione | 3.602 | 21,2 | 3.707 | 13,7 |
| Media pressione | 120.512 | 7,7 | 100.449 | 17,6 |
| TOTALE | 124.114 | 8,1 | 104.156 | 13,8 |

(A) Esclude il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni e quello necessario per gli eventuali adempimenti a carico del cliente finale.

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Accesso al servizio di trasporto

Con la consultazione¹⁴⁵ del marzo 2018 sono state prospettate alcune evoluzioni regolatorie che, insieme alla riforma del *settlement* descritta in precedenza, hanno come obiettivo l'efficienza del sistema e la riduzione delle barriere all'ingresso per gli utenti della rete di trasporto e per le società esercenti la vendita ai clienti finali. Gli interventi prospettati prevedono:

¹⁴⁵ Documento per la consultazione 1° marzo 2018, 114/2018/R/gas.

- la gestione della mappatura dei rapporti di fornitura tra utenti del bilanciamento e utenti della distribuzione e, di conseguenza, le relazioni tra: questi soggetti, le imprese di trasporto e le imprese di distribuzione per la gestione dei servizi di trasporto e bilanciamento. In questo ambito si prospetta il superamento dell'attuale configurazione che prevede l'attribuzione all'utente della distribuzione di una quota del gas prelevato al *city gate*, secondo un set di regole di ripartizione definite nel Codice di rete di Snam Rete Gas. Si ritiene, infatti, più efficiente un nuovo sistema che preveda l'attribuzione univoca dei prelievi di ciascun cliente finale a un utente del bilanciamento. La riforma è resa possibile dall'utilizzo del Sistema Informativo Integrato (SII) come strumento di certificazione dei rapporti commerciali tra utenti del bilanciamento, utenti della distribuzione e clienti allacciati;
- la modifica delle procedure di conferimento della capacità di trasporto presso i punti di riconsegna della rete di trasporto con le reti di distribuzione e i corrispondenti punti di uscita. Ciò sia perché le attuali procedure appaiono particolarmente onerose sia perché esse, favorendo i venditori che forniscono presso un *city gate* un numero di clienti elevato e con caratteristiche di prelievo differenti, costituiscono una barriera all'accesso di nuovi entranti (che generalmente all'inizio hanno pochi clienti) e ostacolano la contendibilità dei clienti stessi.

Le riforme qui descritte, avendo un impatto rilevante sulle dinamiche di mercato, saranno definite nel 2019 e non entreranno in vigore prima dell'anno termico 2020-2021.

Nel luglio 2018 sono state accolte¹⁴⁶ alcune proposte di aggiornamento della metodologia di definizione delle tariffe per il gasdotto TAP, approvata nel 2013¹⁴⁷.

Nel luglio 2018 sono state adottate due disposizioni volte a rendere più efficiente la realizzazione delle opere infrastrutturali e l'accesso alla capacità da parte degli utenti. Al fine di tutelare l'esigenza di maggiore flessibilità tipica di progetti complessi, è stata introdotta¹⁴⁸ la possibilità che la messa a disposizione della capacità di trasporto possa avvenire all'interno di un *range* temporale, invece che in un'unica data fissa, come precedentemente previsto¹⁴⁹. Inoltre, è stata approvata¹⁵⁰ una modifica del Codice di rete di Snam Rete Gas che prevede che gli utenti che realizzano nuova capacità di importazione¹⁵¹ e che recedono dal contratto di trasporto, siano tenuti a corrispondere i costi effettivamente sostenuti fino a quel momento da Snam Rete Gas, senza gravare sui consumatori italiani.

Accesso al servizio di stoccaggio

Secondo una prassi ormai consolidata, anche nell'anno termico 2018-2019, gran parte della capacità di stoccaggio è stata assegnata con procedure concorsuali (aste). Da alcuni anni la situazione di mercato, in Italia e in Europa, è caratterizzata da differenziali stagionali di prezzo molto ridotti e tali da rendere l'acquisto di capacità di stoccaggio da parte degli operatori un'opportunità e non una necessità, data la disponibilità di gas invernale a prezzi di poco superiori a quelli estivi.

Questa situazione, che comprime le possibilità delle imprese di stoccaggio di conseguire ricavi, ha reso necessaria, anche nel 2018, la definizione¹⁵² di un meccanismo di sterilizzazione (con saldi a credito oppure a debito) degli impatti economici sulle imprese di stoccaggio. In particolare, è stato rinnovato, anche per il 2018, il meccanismo secondo cui la Cassa per i servizi energetici e ambientali salda mensilmente la differenza,

¹⁴⁶ Delibera 12 luglio 2018, 382/2018/R/gas.

¹⁴⁷ Delibera 7 novembre 2013, 495/2013/R/gas.

¹⁴⁸ Delibera 26 luglio 2018, 405/2018/R/gas.

¹⁴⁹ Delibera 21 gennaio 2010, ARG/gas 2/10.

¹⁵⁰ Delibera 26 luglio 2018, 404/2018/R/gas.

¹⁵¹ Delibera ARG/gas 2/10.

¹⁵² Delibera 21 giugno 2018, 350/2018/R/gas.

a favore delle imprese di stoccaggio, tra i ricavi che sarebbero stati percepiti da tali imprese con l'applicazione dei previgenti corrispettivi tariffari stabiliti dall'Autorità e quanto effettivamente fatturato sulla base degli esiti delle aste. Il meccanismo, riferito al periodo 1 aprile 2018 – 30 marzo 2019, è sostanzialmente analogo a quello attivato l'anno precedente¹⁵³.

Nel 2018, per la prima volta, è stata prospettata l'introduzione di un sistema incentivante per le imprese di stoccaggio. Nell'indagine conoscitiva conclusa nel 2017¹⁵⁴, è emersa l'esistenza di un differenziale tra le prestazioni massime erogabili e quelle contrattuali, che potrebbe essere utilizzato per rendere più flessibile ed efficiente il sistema di stoccaggio. Su questi presupposti nel marzo 2018 è stata aperta una consultazione¹⁵⁵, nella quale è stata prospettata la struttura di un possibile meccanismo di incentivi volto a stimolare le imprese di stoccaggio a sfruttare efficientemente questo differenziale e a valorizzarlo correttamente. Dal punto di vista generale gli incentivi appaiono efficaci e convenienti nella misura in cui il valore per il sistema, derivante da un servizio di stoccaggio più efficiente, risulti maggiore dei costi dell'incentivo.

In particolare, il meccanismo di incentivazione prevede che le imprese di stoccaggio allochino, secondo procedure concorsuali, le prestazioni di iniezione ed erogazione aggiuntive a quelle già conferite, nell'ambito di servizi di breve periodo definiti nei codici di stoccaggio, trattenendo una quota dei ricavi ottenuti dalle medesime procedure. L'assetto proposto, quindi, stimola le imprese a rendere disponibili flessibilità aggiuntive e servizi innovativi sulla base del valore economico che riconosce il mercato e nei momenti in cui tale valore è maggiore.

Nel novembre 2018 è stata pertanto avviata¹⁵⁶ la sperimentazione di un sistema incentivante il valore delle prestazioni messe a disposizione, attraverso la massimizzazione della disponibilità e della flessibilità dei servizi resi agli utenti, in relazione alla fase di erogazione dell'anno termico di stoccaggio 2018/2019 che si è conclusa il 31 marzo 2019. Tale sistema prevede che Stogit trattienga:

- per l'offerta di prodotti quindicinali, gli importi derivanti dall'applicazione di una funzione di costo alle offerte di vendita e acquisto di prodotti quindicinali presentate dagli utenti e che vengono combinate;
- per l'offerta degli altri prodotti, una quota dei proventi d'asta intesi come differenza fra i ricavi e gli importi da riconoscere agli utenti.

Accesso ed erogazione del servizio di rigassificazione

Nel settembre 2017 l'Autorità ha definito¹⁵⁷ una nuova disciplina in materia di accesso al servizio di rigassificazione, che ha sostituito quella varata nel 2015¹⁵⁸. La nuova disciplina (TIRG) ha introdotto criteri di mercato, basati su procedure ad asta, per l'allocazione della capacità di rigassificazione, sia di lungo sia di breve periodo, in linea con gli orientamenti prospettati in fase di consultazione¹⁵⁹. Il TIRG prevede inoltre che, ai fini della gestione delle procedure di conferimento della capacità, le imprese di rigassificazione possano accedere ai servizi offerti dal Gestore dei mercati energetici (GME). Nel marzo 2018 è stato approvato¹⁶⁰ lo schema di regolamento della Piattaforma di assegnazione della capacità di rigassificazione (PAR) organizzata e gestita dal Gestore dei mercati energetici (GME) coerentemente con le disposizioni del

¹⁵³ Delibera 3 agosto 2017, 589/2017/R/gas.

¹⁵⁴ Delibera 3 agosto 2017, 589/2017/R/gas.

¹⁵⁵ Documento per la consultazione 15 marzo 2018, 155/2018/R/gas.

¹⁵⁶ Delibera 27 novembre 2018, 614/2018/R/gas.

¹⁵⁷ Delibera 28 settembre 2017, 660/2017/R/gas.

¹⁵⁸ Delibera 19 marzo 2015, 118/2015/R/gas.

¹⁵⁹ Documento per la consultazione 1 dicembre 2016, 714/2016/R/gas.

¹⁶⁰ Delibera 1 marzo 2018, 111/2018/R/gas.

TIRG. Nello stesso mese sono state approvate¹⁶¹ le modalità applicative contenute rispettivamente nei codici di rete di OLT Offshore LNG Toscana e Terminale GNL Adriatico.

A marzo 2018 l'Autorità ha inoltre definito¹⁶², ai sensi dell'art. 7 del TIRG, i criteri di calcolo dei prezzi di riserva delle aste per il conferimento della capacità di rigassificazione, che sono stati successivamente affinati¹⁶³ alla luce degli esiti delle prime procedure di conferimento ad asta.

Nel luglio 2018 l'Autorità ha approvato¹⁶⁴ una proposta di aggiornamento del codice di rigassificazione presentata dalla società GNL Italia, contenente le modalità applicative per il conferimento della capacità di rigassificazione tramite procedure concorsuali previste dal TIRG e le modalità di determinazione dei corrispettivi per i servizi di flessibilità offerti dal terminale¹⁶⁵.

Nel settembre 2018 l'Autorità ha approvato¹⁶⁶ le modifiche urgenti al regolamento PAR presentate dal GME e finalizzate a:

- allineare le previsioni del regolamento con quanto disciplinato da OLT nel proprio codice di rigassificazione, laddove è previsto che le richieste di conferimento presentate dai soggetti interessati siano espresse in metri cubi liquidi per anno (m³liq/anno) anziché in numero di slot di capacità di rigassificazione;
- avviare il comparto dedicato a GNL Italia in coerenza a quanto previsto con l'aggiornamento del codice di tale società¹⁶⁷.

A ottobre 2018 l'Autorità ha approvato¹⁶⁸ una proposta di modifica urgente del regolamento della PAR presentata dal GME per consentire l'offerta, tramite la medesima piattaforma, del nuovo prodotto di capacità, che consente ai terminali di rigassificazione di offrire una scarica per ciascun mese successivo al conferimento, sino alla fine dell'anno termico.

A ottobre 2018 l'Autorità ha inoltre approvato¹⁶⁹ una proposta della società Terminale GNL Adriatico che ridefinisce le modalità di determinazione del corrispettivo per la sottoscrizione del servizio di flessibilità (CSS) sulla base della stima dei costi fissi annuali da sostenere per l'offerta del medesimo servizio, in coerenza alle disposizioni dell'art. 12 del TIRG.

Vigilanza sulle misure di salvaguardia del sistema gas

Gli articoli 4 e 8 del decreto legislativo n. 93/11 definiscono le misure e i piani di salvaguardia che il Ministero dello sviluppo economico deve attuare in caso di crisi improvvisa sul mercato dell'energia e quando sono minacciate l'integrità fisica o la sicurezza delle persone, come previsto dall'art. 46 della direttiva 2009/73/CE. L'art. 43.3, lett. c) del medesimo decreto attribuisce al regolatore italiano la vigilanza sull'applicazione da parte degli operatori di tali misure, coerentemente a quanto previsto dall'art. 41.1, lett. t) della direttiva 2009/73/CE.

¹⁶¹ Delibere 1 marzo 2018, 110/2018/R/gas, e 112/2018/R/gas.

¹⁶² Delibera 29 marzo 2018, 186/2018/R/gas.

¹⁶³ Delibera 1 giugno 2018, 308/2018/R/gas.

¹⁶⁴ Delibera 5 luglio 2018, 376/2018/R/gas.

¹⁶⁵ Art. 12 del TIRG.

¹⁶⁶ Delibera 13 settembre 2018, 447/2018/R/gas.

¹⁶⁷ Delibera 376/2018/R/gas.

¹⁶⁸ Delibera 9 ottobre 2018, 500/2018/R/gas.

¹⁶⁹ Delibera 16 ottobre 2018, 513/2018/R/gas.

In materia di salvaguardia del sistema gas, anche nel 2018 l'Autorità ha dato attuazione¹⁷⁰ alle disposizioni del decreto del Ministro dello sviluppo economico 18 ottobre 2013, relative alla gestione e all'approvvigionamento, da parte dei terminali di rigassificazione, dei quantitativi di GNL da mantenere stoccati e da rendere disponibili nell'ambito del servizio di *peak shaving*. Ciò consente di fronteggiare le eventuali situazioni di emergenza del sistema, determinando i prezzi base d'asta in ragione del costo/opportunità per un utente di fornire il gas da immobilizzare nei serbatoi dei rigassificatori e da utilizzare in caso di crisi del sistema.

Nel novembre 2018 l'Autorità ha modificato¹⁷¹ le disposizioni relative alla definizione del prezzo di sbilanciamento che deve essere applicato in caso di attivazione di misure non di mercato, necessarie per bilanciare la rete di trasporto nelle situazioni di allarme o emergenza previste dal Piano di emergenza del sistema italiano del gas naturale adottato dal Ministro dello sviluppo economico con il decreto del 19 aprile 2013.

4.1.3 Tariffe per la connessione e per l'accesso alle reti e ai terminali di rigassificazione

Trasporto

Nel febbraio 2017 l'Autorità ha avviato¹⁷² un procedimento per la definizione di disposizioni in materia di tariffe e qualità del servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo di regolazione decorrente dal 2018.

Nell'agosto 2017 sono stati approvati¹⁷³ i criteri di regolazione delle tariffe di trasporto per il periodo transitorio 2018-2019 (*Regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale* – RTTG). In termini di struttura tariffaria, sono stati confermati corrispettivi variabili (CV), applicati alla quantità di energia trasportata, e corrispettivi di capacità, applicati alla capacità di trasporto impegnata. Questi ultimi sono differenziati per punto di entrata nella Rete nazionale (CP_e), punto di uscita dalla stessa (CP_u) e Rete regionale (CR_r); rispetto agli anni precedenti è stata modificata la ripartizione dei ricavi di rete nazionale tra entrata e uscita: il rapporto è passato da 50/50 a 40/60; ciò riflette il grado di utilizzo delle infrastrutture negli ultimi anni, in armonia con le recenti disposizioni comunitarie in materia¹⁷⁴.

Relativamente all'anno 2019, le proposte tariffarie relative ai corrispettivi di trasporto sono state approvate¹⁷⁵ nel mese di giugno 2018.

Per quanto riguarda le disposizioni tariffarie per il periodo di regolazione decorrente dal 2020, nel corso del 2018 l'Autorità ha condotto un'articolata fase di consultazione, nel corso della quale sono stati esposti gli orientamenti iniziali¹⁷⁶ e finali¹⁷⁷ in materia di allocazione dei costi, di determinazione dei ricavi riconosciuti e di definizione dei prezzi di riferimento.

Nell'ambito degli orientamenti finali, l'Autorità ha prospettato di:

- confermare la durata del periodo di regolazione in 4 anni;

¹⁷⁰ Delibera 27 settembre 2018, 484/2018/R/gas.

¹⁷¹ Delibera 27 novembre 2018, 612/2018/R/gas.

¹⁷² Delibera 23 febbraio 2017, 82/2017/R/gas.

¹⁷³ Delibera 4 agosto 2017, 575/2017/R/gas.

¹⁷⁴ Regolamento n. 460/2017, che istituisce il codice TAR, finalizzato alla convergenza dei criteri tariffari a livello europeo; esso prevede, tra l'altro, l'aderenza delle tariffe di trasporto ai costi del servizio.

¹⁷⁵ Delibera 1 giugno 2018, 306/2018/R/gas.

¹⁷⁶ Documenti per la consultazione 29 marzo 2018, 182/2018/R/gas e 21 giugno 2018, 347/2018/R/gas.

¹⁷⁷ Documento per la consultazione 16 ottobre 2018, 512/2018/R/gas.

- confermare, in continuità con i criteri vigenti, i principi generali per il riconoscimento dei costi di capitale e dei costi operativi, che prevedono schemi di regolazione incentivante limitatamente ai soli costi operativi e schemi di regolazione di tipo *rate of return* con riferimento ai costi di capitale, prevedendo al contempo di introdurre elementi propedeutici a un'eventuale transizione verso logiche di riconoscimento dei costi basate sulla spesa totale (*totex*), quali un maggior coordinamento tra la regolazione tariffaria e le valutazioni dei Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto, e l'avvio di una specifica attività di monitoraggio degli investimenti e di sperimentazione degli incentivi all'efficientamento delle spese di investimento;
- superare il riconoscimento in natura di perdite di rete, autoconsumi e gas non contabilizzato (GNC), prevedendo che le imprese di trasporto si approvvigionino dei quantitativi necessari nell'ambito del mercato centralizzato del gas naturale;
- superare, in una logica di gradualità, i criteri di incentivazione (*input-based*) basati sulle maggiorazioni del tasso di remunerazione, introducendo logiche di sviluppo infrastrutturale maggiormente selettive e orientate all'*output*;
- adottare, per la determinazione delle componenti tariffarie applicate alla capacità, la metodologia della distanza ponderata per la capacità (*capacity-weighted distance, CWD*), come descritta all'articolo 8 del regolamento 16 marzo 2017 (UE) 460/2017 della Commissione (di seguito, Codice TAR) come *reference price methodology*;
- assoggettare la rete regionale di gasdotti alla metodologia dei prezzi di riferimento, in quanto sia la rete nazionale che quella regionale permettono di svolgere un'attività di trasporto che soddisfa i requisiti del Codice TAR, essendo attività le cui spese sono determinate dai *driver* di costo della capacità e della distanza e sono correlati all'investimento nell'infrastruttura e al funzionamento della medesima.

Per quanto riguarda la qualità del servizio di trasporto per il periodo di regolazione decorrente dal 2020, nell'agosto 2018 l'Autorità ha illustrato¹⁷⁸ le proposte iniziali, esprimendo l'orientamento di confermare l'impostazione attualmente in vigore e di rafforzare alcune disposizioni in materia di sicurezza delle reti, con l'obiettivo di aumentare l'affidabilità delle infrastrutture. In particolare, l'Autorità ha prospettato di:

- rafforzare gli obblighi relativi alla sorveglianza della rete;
- razionalizzare e semplificare il quadro regolatorio in materia di continuità del servizio di trasporto alternativo con carro bombolaio, con l'obiettivo di aumentare il livello di affidabilità, sicurezza e continuità operativa del servizio e allocare opportunamente i costi e le responsabilità legate al servizio, in modo tale da fornire i corretti incentivi alla minimizzazione degli oneri;
- semplificare il quadro regolatorio in materia di qualità commerciale e migliorare gli standard prestazionali nei confronti degli utenti del servizio;
- introdurre meccanismi volti a promuovere, in ottica sperimentale, utilizzi innovativi delle reti di trasporto e, in particolare, lo sviluppo di tecnologie innovative per l'integrazione di gas diversi dal gas naturale (quali per esempio il biometano, altri *green gas* e i gas sintetici) nelle reti di trasporto esistenti, a fronte delle nuove sfide poste dalla decarbonizzazione e dall'ampia diffusione della generazione da fonti rinnovabili.

¹⁷⁸ Documento per la consultazione 2 agosto 2018, 420/2018/R/gas.

Rigassificazione

A settembre 2017 l'Autorità ha approvato¹⁷⁹ i criteri di regolazione delle tariffe per il servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto per il periodo transitorio 2018-2019 (RTRG 2018-2019), estendendo quelli in vigore per il quarto periodo di regolazione¹⁸⁰, salvo alcuni affinamenti quali il riconoscimento degli investimenti di preconsuntivo per l'anno precedente quello tariffario e una revisione del criterio di calcolo del fattore di copertura dei ricavi finalizzata a considerare anche i ricavi effettivi derivanti dall'assegnazione della capacità mediante procedure concorsuali.

Nel novembre 2018 l'Autorità ha esposto¹⁸¹ gli orientamenti in materia di condizioni tecniche ed economiche di accesso ed erogazione dei servizi forniti dagli impianti e dalle infrastrutture di stoccaggio di GNL, allo scopo di approfondire il perimetro e le attività riconducibili ai servizi di Small Scale LNG forniti dai terminali di GNL e sviluppare la definizione degli obblighi di separazione contabile.

Nel dicembre 2018 l'Autorità ha approvato¹⁸² le proposte tariffarie per l'anno 2019 presentate dalle imprese di rigassificazione, determinando le tariffe per il servizio di rigassificazione del GNL, e contestualmente ha approvato le modifiche alla regolazione necessarie per conguagliare gli scostamenti tra i dati patrimoniali di consuntivo e i dati di preconsuntivo.

Stoccaggio

Nel febbraio 2018 l'Autorità ha avviato¹⁸³ un procedimento per la definizione di disposizioni in materia di tariffe e qualità del servizio di stoccaggio di gas naturale per il nuovo periodo di regolazione e, transitoriamente, ha esteso i criteri vigenti all'anno 2019. Nel dicembre 2018 l'Autorità ha determinato¹⁸⁴ i ricavi d'impresa in via provvisoria per il servizio di stoccaggio relativi all'anno 2019 per le società Stogit ed Edison Stoccaggio.

Occorre peraltro evidenziare che le tariffe di stoccaggio hanno ormai una applicazione residuale, in quanto riguardano solamente i servizi di bilanciamento operativo delle imprese di trasporto e di stoccaggio minerario, che insieme assorbono una quota inferiore al 5% della capacità di stoccaggio complessiva.

Lo stoccaggio strategico, che assorbe circa un quarto della capacità, viene remunerato attraverso il corrispettivo variabile C^{ST} , applicato alle quantità di gas importato e a quelle derivanti dalla produzione nazionale¹⁸⁵. Tale parametro viene determinato dalla principale impresa di stoccaggio in base al costo del servizio¹⁸⁶.

Come indicato nella sezione relativa all'accesso, da alcuni anni il conferimento di una parte della capacità di stoccaggio avviene in base a procedure concorsuali. I corrispettivi dei servizi relativi a tale capacità sono determinati dal mercato in esito alle svolgimento di apposite aste. Le procedure concorsuali sono aperte alla partecipazione di tutti gli operatori del mercato del gas naturale e attualmente riguardano l'allocazione di circa il 70% della capacità di stoccaggio complessiva. I corrispettivi sono determinati con il metodo del prezzo marginale per la prima asta per il servizio di punta stagionale e del *pay-as-bid* per tutte le altre.

¹⁷⁹ Delibera 28 settembre 2017, 653/2017/R/gas.

¹⁸⁰ Delibera 438/2013/R/gas.

¹⁸¹ Documento per la consultazione 20 novembre 2018, 590/2018/R/gas.

¹⁸² Delibera 20 dicembre 2018, 398/2018/R/gas.

¹⁸³ Delibera 8 febbraio 2018, 68/2018/R/gas.

¹⁸⁴ Delibere 20 dicembre 2018, 696/2018/R/gas e 697/2018/R/gas.

¹⁸⁵ Articolo 11 della delibera 49/2015/R/gas.

¹⁸⁶ Articolo 8 della delibera 1 marzo 2018, 121/2018/R/gas.

Distribuzione

Nel dicembre 2016 è stata approvata¹⁸⁷ la *Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas (RTDG) per il triennio 2017-2019*, che contiene novità in materia di costi operativi riconosciuti, di determinazione della componente tariffaria a copertura dei costi delle verifiche metrologiche, di riconoscimento dei costi dei sistemi di telelettura/telegestione e dei concentratori e di definizione dei costi *standard* dei gruppi di misura elettronici.

Nel dicembre 2018 sono state approvate¹⁸⁸ le tariffe applicate ai clienti finali per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale per l'anno 2019. In coerenza con l'approccio adottato negli anni precedenti, al fine di incrementare la stabilità delle tariffe, i volumi di gas rilevanti utilizzati nelle determinazioni delle quote variabili delle tariffe sono stati determinati come media mobile dei dati relativi al gas distribuito nell'ultimo quadriennio.

In attuazione dell'articolo 14 del decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257, relativo alla "Disciplina di attuazione della direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2014, sulla realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi", nel maggio 2017 era stato avviato¹⁸⁹ un procedimento in materia di reti isolate di Gas Naturale Liquefatto (GNL). Nell'aprile 2018 l'Autorità ha illustrato¹⁹⁰ gli orientamenti in merito alle tematiche di natura tariffaria relative alla copertura dei costi delle infrastrutture necessarie alla distribuzione del GNL mediante reti isolate. In particolare è stato ipotizzato che, ai fini della determinazione del regime tariffario da applicare a tali impianti (da intendersi come reti di distribuzione di gas naturale alimentate mediante GNL non interconnesse direttamente o indirettamente con la rete di trasporto nazionale o reti di trasporto regionale di gas naturale), in analogia con quanto previsto in relazione al servizio di distribuzione di gas diversi dal gas naturale a mezzo di reti, i corrispettivi relativi ai servizi di distribuzione e misura coprono i costi delle infrastrutture di rete, i costi di esercizio e manutenzione delle reti canalizzate e il costo di depositi di stoccaggio criogenico e di rigassificatori locali direttamente connessi alle medesime reti di distribuzione. Inoltre, è stato ipotizzato che i corrispettivi tariffari siano definiti puntualmente per ciascun ambito territoriale formato dall'insieme delle località fornite con reti isolate alimentate mediante GNL appartenenti alla medesima Regione e servite dalla medesima impresa distributrice. L'Autorità ritiene inoltre che il regime tariffario sopra descritto troverà applicazione finché tali reti rimarranno isolate e non interconnesse. Una volta interconnesse direttamente o indirettamente con la rete di trasporto nazionale o reti di trasporto regionale di gas naturale, troverà invece applicazione la normale regolazione tariffaria prevista per la distribuzione del gas naturale e sarà costituito un ambito tariffario specifico per la Sardegna.

Provvedimenti relativi alle gare per la gestione del servizio di distribuzione gas

Le procedure di gara per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas sono volte all'individuazione dei 177 gestori degli Ambiti Territoriali (ATEM) in cui è stato suddiviso il territorio italiano. In materia l'Autorità svolge, ai sensi del decreto legislativo 164/00 e del decreto 226/11, un'attività di valutazione:

- degli scostamenti tra il valore di rimborso degli impianti di distribuzione (VIR) e la relativa *Regulatory Asset Based (RAB)*;
- della documentazione di gara trasmessa dalle Stazioni Appaltanti degli ATEM.

¹⁸⁷ Delibera 22 dicembre 2016, 775/2016/R/gas.

¹⁸⁸ Delibera 18 dicembre 2018, 667/2018/R/gas.

¹⁸⁹ Deliberazione 12 maggio 2017, 324/2017/R/gas.

¹⁹⁰ Documento per la consultazione del 5 aprile 2018, 216/2018/R/gas.

Il processo di valutazione degli scostamenti VIR-RAB prevede l'analisi della documentazione che le stazioni appaltanti trasmettono all'Autorità tramite un'apposita piattaforma informatica e l'interlocuzione con le stazioni stesse. Tale processo precede la verifica dei bandi di gara¹⁹¹.

Nel dicembre 2017 l'Autorità ha illustrato¹⁹² i propri orientamenti in materia di semplificazione degli iter per la valutazione dei valori di rimborso (VIR) e degli iter di valutazione dei bandi di gara. A valle della consultazione, nel dicembre 2017 l'Autorità ha approvato¹⁹³:

- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità in materia di determinazione e verifica del valore di rimborso delle reti di distribuzione del gas naturale ai fini delle gare d'ambito¹⁹⁴;
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità in materia di bandi di gara per il servizio di distribuzione del gas naturale ai fini delle gare d'ambito¹⁹⁵.

Nel corso del 2018 l'Autorità ha espresso¹⁹⁶ le proprie osservazioni sui valori di rimborso con scostamenti superiori al 10% rispetto alla RAB relativamente ai comuni di 3 ATEM. Sono in corso le valutazioni relative ad altri 1264 comuni di 56 ATEM.

Relativamente all'analisi della documentazione di gara, nel luglio 2018 l'Autorità ha espresso le proprie osservazioni¹⁹⁷ in merito a quanto predisposto da un altro ATEM. Nel luglio 2018 l'Autorità ha istituito¹⁹⁸ la "Piattaforma informatica per l'acquisizione della documentazione relativa all'analisi degli scostamenti VIR-RAB". Tale piattaforma è funzionale all'acquisizione sistematica della documentazione dei Comuni:

- ricadenti nel "regime ordinario individuale per Comune";
- ricadenti nel "regime semplificato individuale per Comune".

La compilazione delle maschere della piattaforma deve essere effettuata solamente per i Comuni per i quali si verificano scostamenti tra VIR e RAB superiori al 10%.

Nel luglio 2018 l'Autorità ha istituito¹⁹⁹ la "Piattaforma informatica per l'acquisizione della documentazione relativa all'analisi degli scostamenti VIR-RAB semplificato d'ambito", predisposta al fine di dare attuazione alle disposizioni di cui alla legge n. 124/17 (legge annuale per il mercato e la concorrenza), che ha introdotto semplificazioni dell'iter di valutazione dei valori di rimborso.

Nell'agosto 2018 l'Autorità ha definito²⁰⁰ le modalità operative per la determinazione del valore delle immobilizzazioni nette rivalutate nei casi di disallineamento rispetto alle medie di settore, sia ai fini del confronto con il valore di rimborso (VIR), sia ai fini della pubblicazione di valori di stima della RAB nei bandi

¹⁹¹ Di cui all'articolo 9, comma 2, del decreto 226/11.

¹⁹² Documento per la consultazione 2 novembre 2017, 734/2017/R/gas.

¹⁹³ Delibera 27 dicembre 2017, 905/2017/R/gas.

¹⁹⁴ Allegato A alla delibera 905/2017/R/gas.

¹⁹⁵ Allegato B alla delibera 905/2017/R/gas.

¹⁹⁶ Delibere del 17 maggio 2018, 283/2018/R/gas 56/2019/R/gas, relative agli Atem Livorno, Vicenza 3 e Modena 1.

¹⁹⁷ Delibera 26 luglio 2018, 399/2018/R/gas, relativa all'Atem Udine 2.

¹⁹⁸ Determina DIEU 11 luglio 2018, n. 8/2018 "Aggiornamento delle disposizioni in materia di acquisizione della documentazione ai fini della verifica degli scostamenti tra VIR e RAB per i Comuni ricadenti nel regime ordinario individuale per Comune e nel regime semplificato individuale per Comune ai sensi della delibera 905/2017/R/gas, e abrogazione della determina 1/2015".

¹⁹⁹ Determina DIEU 11 luglio 2018, n. 9/2018 "Disposizioni in materia di acquisizione della documentazione ai fini della verifica degli scostamenti tra VIR e RAB per i Comuni ricadenti nel regime semplificato d'ambito ai sensi della legge n. 124/17, come attuata con delibera 905/2017/R/gas",

²⁰⁰ Determina DIEU 7 agosto 2018, n. 12/2018, "Modalità operative per la determinazione del valore delle immobilizzazioni nette della distribuzione del gas naturale in caso di valori disallineati rispetto alle medie di settore per la verifica degli scostamenti VIR-RAB e ai fini della stima dei valori di cui all'articolo 22 della RTDG per la pubblicazione nel bando di gara".

di gara, che trovano applicazione in caso di disponibilità della stratificazione del valore di ricostruzione a nuovo (VRN).

Esclusione di trasferimenti incrociati tra attività della filiera

Gli obblighi di separazione amministrativa e contabile per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas sono stati introdotti, tra le altre cose, con la finalità di escludere che le imprese operanti nel settore elettrico e del gas effettuino trasferimenti incrociati di risorse tra diverse attività della filiera. Nel corso del 2018 l'Autorità non ha avviato né concluso, nel settore gas, procedimenti volti all'accertamento di violazioni della disciplina in materia di obblighi di separazione amministrativa e contabile.

4.1.4 Regolamentazione e cooperazione internazionale sulle infrastrutture transfrontaliere

Investimenti nelle infrastrutture di rete e coerenza con i Piani di sviluppo comunitari - Valutazione degli schemi di Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto e Analisi costi-benefici

L'art. 26 della legge 29 luglio 2015, n. 115, *Disposizioni per l'adempimento degli obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia all'Unione europea (Legge europea 2014)*, ha modificato il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, di recepimento del Terzo pacchetto energia, prevedendo, tra l'altro, che il Gestore della rete di trasporto sia tenuto a trasmettere annualmente il Piano decennale di sviluppo della rete al Ministero dello sviluppo economico e all'Autorità che lo sottopone alla consultazione degli utenti della rete effettivi e potenziali, rendendo pubblici i risultati della consultazione stessa.

Con riferimento ai Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale relativi all'anno 2017, l'Autorità ha provveduto ad avviare la relativa consultazione pubblica nel febbraio 2018. Nell'ambito della consultazione, l'Autorità ha organizzato, in data 21 marzo 2018, un seminario aperto a tutti gli *stakeholder* del sistema gas (quali operatori, consumatori e loro associazioni) in materia di metodologie di valutazione di interventi di sviluppo della rete di trasporto del gas e di analisi costi-benefici, con la presentazione di *best practice* nazionali e internazionali, al fine di stimolare la discussione intorno al tema utile alla definizione, da parte dell'Autorità, di Linee guida da applicare a livello nazionale nell'ambito dei Piani di sviluppo. La consultazione dei Piani 2017 si è conclusa il 30 aprile 2018, e le osservazioni presentate dagli *stakeholder*, unitamente a un documento di controdeduzioni alle osservazioni elaborato dal gestore di rete competente, sono stati resi pubblici dall'Autorità sul proprio sito internet.

Nell'ambito del confronto²⁰¹ tra l'Autorità e i gestori delle reti di trasporto, finalizzato a individuare una metodologia condivisa di analisi costi-benefici, nel luglio 2018 l'Autorità ha espresso i propri orientamenti²⁰² in materia di requisiti minimi informativi e linee guida per l'Analisi Costi-Benefici (ACB) per la valutazione economica degli interventi di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale.

Nel settembre 2018 sono state disposte²⁰³ nuove modalità di consultazione dei Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale e sono altresì stati approvati i requisiti minimi per la predisposizione dei Piani, in relazione alla completezza e alla trasparenza delle informazioni e all'ACB, rilevanti ai fini delle valutazioni di competenza dell'Autorità. In particolare, l'Autorità ha dato mandato all'impresa maggiore di trasporto, Snam Rete Gas, di redigere una proposta di criteri applicativi dell'ACB per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto contenuti nei Piani, da sottoporre all'approvazione dell'Autorità, previa consultazione degli altri gestori di rete e di tutti i soggetti interessati.

²⁰¹ Delibera 689/2017/R/gas.

²⁰² Documento per la consultazione 5 luglio 2018, 374/2018/R/gas.

²⁰³ Delibera 27 settembre 2018, 468/2018/R/gas.

Mercato dell'energia dei Paesi del Sud-Est Europa

Anche nel 2018 l'Autorità ha contribuito ai lavori di implementazione del Trattato che istituisce la Comunità energetica (EnCT) del Sud-Est Europa.

Per quanto riguarda il settore del gas naturale, il gruppo di lavoro gas (ECRB GWG) si è concentrato principalmente sull'implementazione dei Codici di rete in coordinamento con i paesi europei limitrofi, al fine di applicare le corrette misure ai punti di interconnessione tra i paesi confinanti. Nel corso delle riunioni svoltesi nei mesi di settembre e dicembre 2018, sono stati adottati i seguenti rapporti: *ECRB Quality of Gas Distribution and Supply Services in the Energy Community*; *ECRB Transparency of Gas Transmission System Operators in the Energy Community Contracting Parties*; *ECRB Monitoring Report on the functioning of Gas and Electricity Retail Markets in the Energy Community*; *ECRB Market Monitoring Capacities and Procedures of Energy Community Regulatory Authorities*.

In occasione del *Forum gas*, svoltosi nel mese di settembre 2018 a Lubiana, si è discusso dei possibili scenari futuri del mercato del gas nei Balcani.

Mercato dell'energia nei Paesi dell'area del Mediterraneo

Nel corso del 2018, l'Autorità ha proseguito la propria attività in ambito internazionale, nel bacino del Mediterraneo, attraverso MEDREG (*Mediterranean Energy Regulators*), di cui è fondatrice e promotrice (già descritto nel capitolo 3).

Per quanto riguarda l'attività svolta nel settore gas, il *Working Group Gas* (GAS WG), copresieduto dall'Autorità e dal regolatore egiziano per il gas (EGAS), con la vicepresidenza turca (EMRA), ha concentrato la sua attività sui seguenti rapporti: *Establishment of Guidelines of Good Practice on Capacity Allocation*; *Gas Infrastructure Map*; *Assessment of Natural Gas Competition Prices in the Mediterranean Basin*; *Guidelines of Good Practice on Third Party Access in the Mediterranean Region*; *MEDREG Good Practice on Tariff Methodologies*.

Nel corso del 2018 è proseguita l'attività delle piattaforme energetiche, promosse dalla Commissione europea. La piattaforma Gas, cui MEDREG partecipa anche attraverso le riunioni coordinate dal segretariato tecnico posto in capo all'OME (Osservatorio mediterraneo per l'energia), è attivamente coinvolta nella realizzazione del report *Role of the Regulatory Framework to Promote Investments for a Gradual Development of Gas Interconnections in the Mediterranean Region*.

4.1.5 Conformità alla normativa comunitaria

Nell'anno appena trascorso non sono state adottate decisioni giuridicamente vincolanti da parte dell'Agenzia o della Commissione a cui l'Autorità abbia dovuto dare attuazione ai sensi dell'articolo 41.1.d) della direttiva 73/2009/CE.

Conformità dei compiti attribuiti all'Autorità ai sensi della direttiva gas

Per un'illustrazione delle principali competenze e poteri attribuiti all'Autorità dalla normativa vigente si rimanda ai Rapporti annuali 2013 e 2018.

4.2 Promozione della concorrenza

4.2.1 Mercati all'ingrosso

La crescita dell'economia italiana è proseguita per il quinto anno consecutivo, segnando tuttavia un rallentamento rispetto al 2017, maggiore rispetto a quello del resto dell'area dell'euro. Secondo i valori provvisori pubblicati dall'Istat, nel 2018 il PIL (depurato dall'inflazione) è aumentato dello 0,9%, mentre nel 2017 la crescita era stata dell'1,7%. La crescita è stata comunque trainata dal buon andamento del settore industriale (il valore aggiunto dell'industria manifatturiera è cresciuto del 2,1%), quello delle attività dei servizi (0,6%) e delle costruzioni (1,7%). I settori maggiormente *gas intensive* hanno tuttavia evidenziato risultati modesti o negativi: la metallurgia ha registrato un aumento dello 0,6%, un incremento dello 0,4% si è avuto nella fabbricazione di prodotti chimici, la fabbricazione di plastiche e lavorazione di minerali non metalliferi è diminuita del 2,4%, mentre le produzioni di legno, carta e stampa sono diminuite del 3,9%.

Per quanto riguarda invece l'andamento climatico, secondo i dati controllati ed elaborati dall'Ispra, il 2018 si è presentato come l'anno più caldo almeno dal 1961, con un inverno piuttosto caldo.

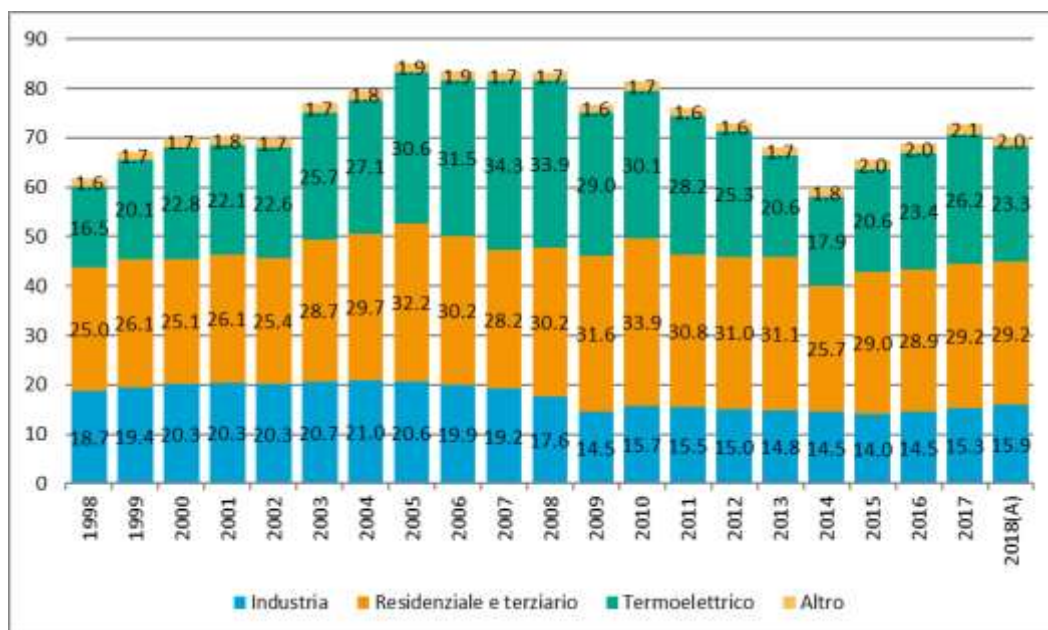
In base ai dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dello sviluppo economico (figura 3.1), nel 2018 il consumo netto di gas naturale è diminuito di 3,3 G(m³), attestandosi a 70,3 G(m³) dai 72,7 G(m³) del 2017. In termini percentuali, il consumo ha registrato una riduzione del 3,3%, la prima dopo tre anni di risalita dal minimo storico toccato nel 2014, quando il valore complessivo del gas consumato scese a 59,9 G(m³).

Coerentemente agli andamenti economici che hanno interessato il nostro Paese, nel 2018 i consumi industriali sono cresciuti del 4,1%, mentre quelli della generazione termoelettrica hanno registrato una brusca diminuzione dell'11%. In discesa (-4,3%) sono risultati anche i consumi degli altri usi, che contengono in particolare quelli per autotrazione, mentre i consumi civili (residenziale e terziario) sono rimasti sostanzialmente invariati rispetto al 2017 (-0,1%).

Rispetto al livello massimo di 85,3 G(m³) che il consumo di gas ha raggiunto nel 2005, nel 2018 la domanda finale di gas è risultata quindi pari all'82%.

Figura 4.4 Consumi di gas naturale per settore

G(m³); valori al netto di consumi e perdite di sistema



(A) Dati provvisori.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Bilancio energetico nazionale, vari anni.

A fronte del calo dei consumi, anche le importazioni nette hanno subito una contrazione (-2,7%). I volumi di gas importato dall'estero sono, infatti, diminuiti di 1,8 G(m³) rispetto al 2017, attestandosi a 67,9 G(m³); le esportazioni sono invece aumentate di 118 M(m³). Ancora una riduzione si è avuta nella produzione nazionale (-1,6%), seppure minima rispetto a quella dell'ultimo quinquennio. Nel corso dell'anno i prelievi da stoccaggio sono risultati inferiori alle immissioni; pertanto i volumi in stoccaggio a fine anno sono risultati di 264 M(m³) più elevati dei quantitativi di inizio anno. Tenendo conto anche dei consumi di sistema e delle perdite di rete, il valore netto dei consumi nazionali nel 2018 è risultato pari a 70,3 G(m³), un valore del 3,2% inferiore a quello del 2017.

Il livello di dipendenza dall'estero, misurato come rapporto tra le importazioni lorde e il consumo interno lordo, è salito ancora al 93,4%, il valore più alto mai registrato finora.

Produzione

In base ai dati raccolti nella consueta *Indagine annuale sui settori regolati* svolta dall'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente, nel 2018 5.268 M(m³) da 18 imprese (erano 20 nel 2017), appartenenti a 13 gruppi societari. Poiché lo scorso anno la produzione era stata di 5.390 M(m³), nel 2018 il calo misurato nei dati raccolti dall'Indagine è stato del 2,3%. La quota di produzione nazionale detenuta dalle società del gruppo Eni è leggermente diminuita anche nel 2018, arrivando al 76,2% dal 77% dell'anno precedente (era all'81,5% nel 2016). Il gruppo resta comunque l'operatore dominante di questo segmento con una quota assolutamente maggioritaria e largamente distante dal secondo gruppo societario, Royal Dutch Shell. Come nel già 2017, anche nel 2018 la produzione di quest'ultimo è aumentata di oltre 100 M(m³) (+20%) e, di conseguenza, la sua quota è salita al 13,9% dall'11,3% del 2017. Al contrario, è diminuita la produzione del gruppo Edison, le cui società hanno estratto circa 100 M(m³) di gas in meno rispetto al 2017 (-24%). La quota del gruppo Edison è quindi scesa di due punti percentuali rispetto all'anno scorso, portandosi al 6,8%. È comunque da segnalare che nell'ambito del gruppo Edison, la capogruppo ha ceduto alla società Edison Exploration & Production il ramo di azienda relativo a estrazione, coltivazione, acquisto e vendita di idrocarburi liquidi a partire da giugno 2018.

Importazioni

Nel 2018 le importazioni lorde di gas naturale in Italia sono ammontate a 67.872 M(m³) e sono quindi diminuite del 2,6% rispetto al 2017, in quanto abbiamo acquistato 1.778 M(m³) in meno dell'anno precedente. Le esportazioni sono invece aumentate da 273 a 391 M(m³). Pertanto, il saldo estero è sceso da 69.377 a 67.482 M(m³).

La figura 4.5 espone i quantitativi di gas approvvigionato negli ultimi due anni per paese di provenienza²⁰⁴ del gas stesso. Con l'eccezione dei volumi provenienti dalla Norvegia, che sono aumentati del 21,5% rispetto al 2017, le importazioni da tutti gli altri tradizionali paesi da cui l'Italia acquista il gas sono diminuite. In particolare, rispetto al 2017 sono giunti nel territorio nazionale 1,5 G(m³) in meno dall'Algeria, 787 M(m³) in meno dalla Russia e circa 200 M(m³) in meno sia dall'Olanda sia dal Qatar; sono aumentati invece di circa 600 M(m³) (cioè del 31%) i volumi provenienti dalle altre zone.

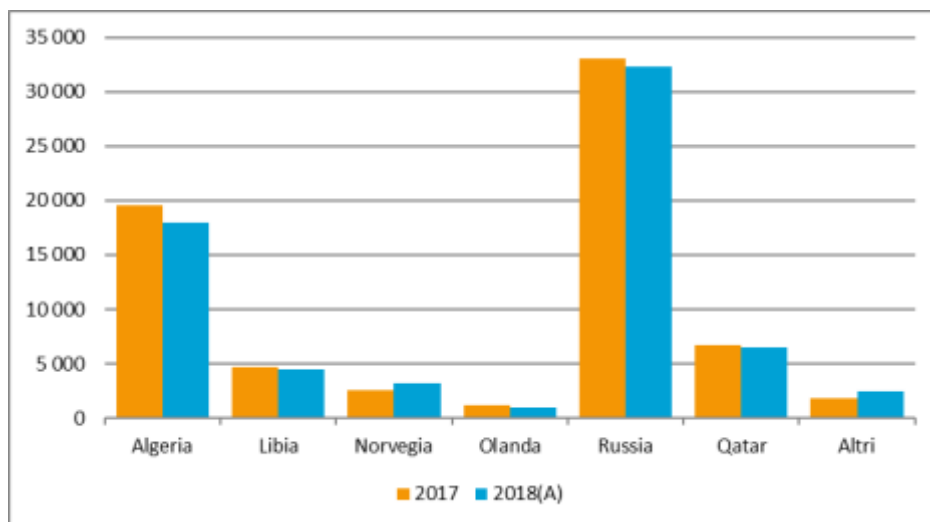
Nel 2018, quindi, il peso della Russia tra i paesi che esportano in Italia è rimasto sostanzialmente invariato al 47,6% (era al 47,5% nel 2017), mentre la quota dell'Algeria è scesa dal 28% al 26,5%. Il terzo paese per importanza è il Qatar da cui arriva il 9,6% del gas complessivamente importato in Italia (9,7% nel 2017), seguito dalla Libia la cui quota è al 6,6%. Il 3,6% delle importazioni italiane del 2017 è arrivato dall'insieme

²⁰⁴ Le importazioni sono suddivise per Paese di provenienza fisica del gas e non contrattuale. Anche il gas importato in regime di swap è contabilizzato in funzione dell'origine fisica del gas stesso.

degli altri paesi. Si è leggermente accresciuta, infine, l'incidenza delle importazioni dal Nord Europa, con Norvegia e Olanda che insieme contano per il 6,1% (5,5% nel 2017).

Figura 4.5 Importazioni lorde di gas secondo la provenienza

M(m³); stime effettuate in base al punto di ingresso del gas



(A) Dati preconsuntivi.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Secondo i dati (provvisori) raccolti con l'Indagine annuale sui settori regolati dell'Autorità, nel 2018 sono stati importati in Italia 67 G(m³), 1,8 in meno rispetto al 2017²⁰⁵. Il calo è stato, quindi, del 2,6%, analogo a quello valutabile nei dati del Ministero dello sviluppo economico²⁰⁶. Il 4,3% del gas complessivamente approvvigionato all'estero, cioè 2,9 G(m³) circa, risulta acquistato presso le Borse europee.

Come sempre, il primo posto nella classifica delle imprese importatrici è detenuto da Eni, i cui quantitativi acquistati all'estero nel 2018, pari a 35 G(m³), sono diminuiti di 109 M(m³) rispetto al 2017. Il leggero calo delle importazioni di Eni (-0,3%), è stato nettamente inferiore a quello registrato dal totale delle importazioni nazionali; ciò ha fatto risalire la quota di mercato della società al 52,3% (51,6% se calcolata sul valore di import di fonte ministeriale), dal 51,1% evidenziato nel 2017. Tale quota si mantiene quindi al di sopra del punto di minimo toccato nel 2010, quando – per effetto dei tetti antitrust stabiliti dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164²⁰⁷ – la porzione di gas estero approvvigionata da Eni era scesa al 39,2%.

Le importazioni di Edison, seconda in classifica, sono invece diminuite del 5,2%, cioè in misura maggiore del valore complessivo nazionale. Nel 2018 la società ha approvvigionato 14,6 G(m³), 0,8 in meno rispetto al 2017. La sua quota nel mercato dell'importazione è quindi scesa al 21,8% dal precedente 22,4% e la distanza

²⁰⁵ Dato sempre di fonte Indagine annuale sui settori regolati.

²⁰⁶ Le differenze rispetto ai dati ministeriali dipendono, in parte, dal numero di imprese che risponde all'Indagine annuale dell'Autorità e, in parte, da discordanze nella classificazione dei dati di importazione. In altre parole, è probabile che alcuni quantitativi che il ministero classifica come importazioni, nell'Indagine dell'Autorità vengano considerati come "Acquisti alla frontiera italiana", in considerazione delle operazioni di sdoganamento.

²⁰⁷ Il decreto ha previsto, tra le altre misure, l'imposizione di tetti massimi per le importazioni e le vendite sul mercato finale del gas naturale da parte di un singolo operatore (75% delle importazioni nel 2002, che si riduce fino al 61% nel 2010), con l'obiettivo di determinare le condizioni per l'ingresso sul mercato di gas importato da soggetti diversi da Eni e dagli altri due soggetti storicamente presenti, sia pure con quote modeste, nell'importazione di gas.

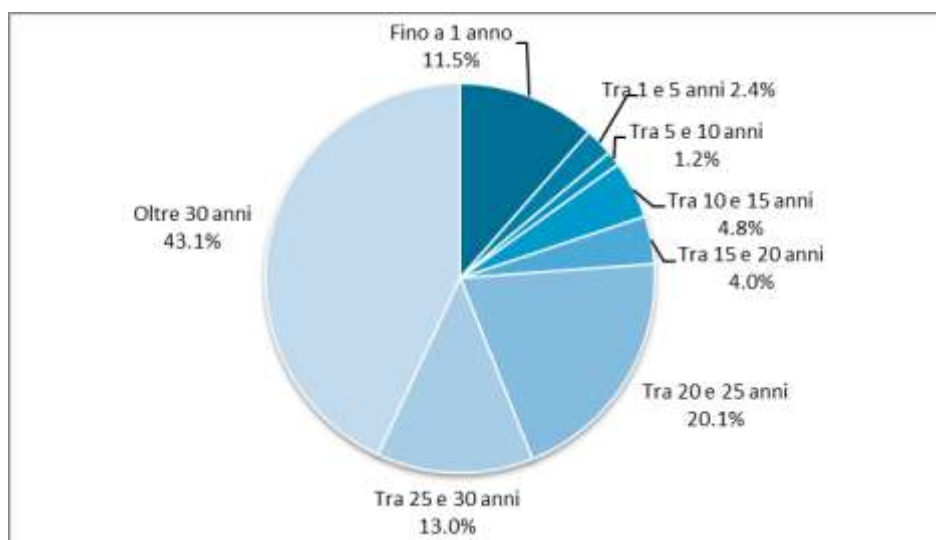
da Eni si è nuovamente ampliata di oltre un punto percentuale (dopo i quattro punti erosi tra il 2016 e il 2017).

Una marcata riduzione si è avuta anche nelle importazioni di Enel Global Trading (nuova ragione sociale di Enel Trade), passate da circa 8 G(m³) nel 2017 a 6,3 G(m³). Ciononostante, Enel Global Trading è rimasta al terzo posto con una quota del 9,4% (dal precedente 11,6%). Come nel 2017, anche nel 2018 la quarta posizione nella classifica degli importatori è occupata da DXT Commodities SA (nuova ragione sociale di Dufenergy Trading), i cui quantitativi importati, tuttavia, sono di poco inferiori a 2 G(m³) e rappresentano quindi meno di un terzo di quelli di Enel Global Trading, cioè del terzo importatore.

Come negli anni scorsi i gruppi²⁰⁸ che possiedono ciascuno una quota superiore al 5% del gas complessivamente approvvigionato (cioè prodotto o importato) sono Eni, Edison ed Enel (Tavola 4.3). Insieme i primi tre importatori hanno importato 55,9 dei 67 G(m³), cioè l'83,5% del gas estero entrato nel mercato italiano. Considerando anche le quantità prodotte all'interno dei confini nazionali, i tre gruppi incidono per l'83,4% di tutto il gas approvvigionato. Tale quota è in diminuzione (era 85,2% nel 2017 e 86,8% nel 2016), per la discesa delle quote di Edison e di Enel non compensata dall'aumento della quota di Eni. I tre gruppi sono anche gli unici che possiedono ciascuno una quota maggiore del 5% del gas disponibile, con una quota complessiva per i tre (86,3%) superiore a quella del gas approvvigionato.

L'analisi dei contratti di importazione (annuali e pluriennali) attivi nel 2018 secondo la durata intera (Figura 4.6) evidenzia una struttura ancora piuttosto lunga. La quota dei contratti di lungo periodo, cioè quelli la cui durata intera supera i 20 anni, è infatti pari al 76,2%, benché in lieve diminuzione rispetto allo scorso anno (era 77%). L'incidenza delle importazioni a breve, quelle cioè con durata inferiore a cinque anni, è cresciuta (13,9% contro 10,9% nel 2017), mentre quella dei contratti di media durata (5-20 anni) è diminuita di due punti percentuali rispetto allo scorso anno (10% al posto di 12,1% del 2017).

Figura 4.6 Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2018, secondo la durata intera



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

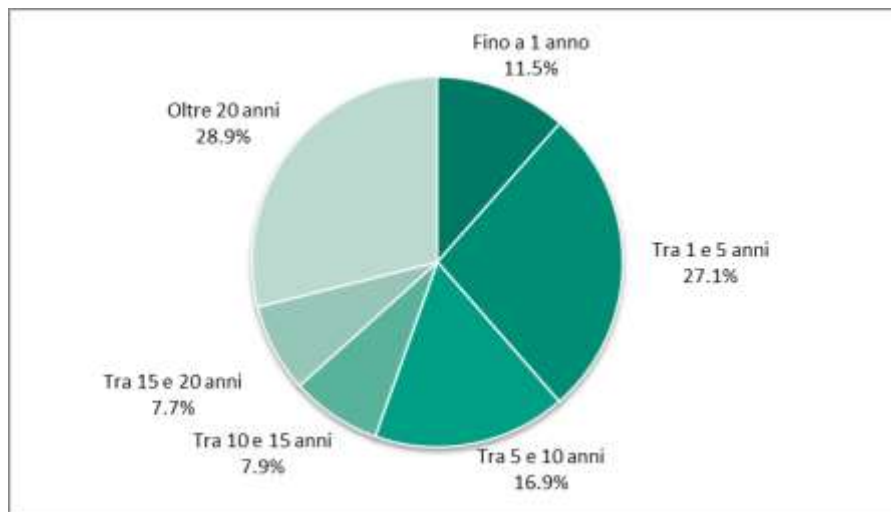
Le *annual contract quantity* sottostanti alle quote espresse nella figura sono però in costante diminuzione: nel 2018, infatti, i volumi contrattati sono complessivamente pari a 82,8 G(m³), contro una media degli ultimi 3 anni di 85,5 G(m³). L'incidenza delle importazioni *spot*²⁰⁹, quelle cioè con durata inferiore all'anno, nel 2018 è in aumento dal 9,8% del 2017 all'11,5%. Sotto il profilo della vita residua, i contratti di importazione in

²⁰⁸ Nell'ambito dell'indagine sul mercato del gas la partecipazione a un gruppo societario è definita in base a quanto specificato dall'art. 7 della legge 10 ottobre 1990, n. 287: in estrema sintesi l'appartenenza a un gruppo viene cioè stabilita anche se vi è un controllo di fatto della partecipante nella partecipata.

²⁰⁹ Valutata, come sempre, escludendo le *Annual Contract Quantity* di contratti *spot* che non hanno dato origine a importazioni in Italia, in quanto il gas è stato rivenduto direttamente all'estero dall'operatore, attivo in Italia, che l'ha acquistato.

essere al 2018 (figura 3.7) mostrano che il 55,4% dei contratti scadrà entro i prossimi dieci anni (erano il 56,8% nel 2017) e il 38,6% giungerà al termine entro i prossimi cinque anni. In compenso, il 36,6% dei contratti oggi in vigore possiede una vita residua superiore a 15 anni. Tale quota è in costante ascesa dal 2014, quando era pari al 31,8%.

Figura 4.7 Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2018, secondo la durata residua



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2018 la domanda totale del settore gas, intesa come somma dei volumi di gas venduti nel mercato all'ingrosso (incluse le rivendite) e nel mercato al dettaglio più gli autoconsumi, è cresciuta dello 0,2%, avendo raggiunto 286,4 G(m³) (Tavola 4.3).

Complessivamente il gas commercializzato nel mercato totale della vendita (mercato all'ingrosso e mercato finale) ha raggiunto 272 G(m³), con un incremento dello 0,5% rispetto allo stesso dato del 2017. Il mercato all'ingrosso ha movimentato 215,3 G(m³) in aumento rispetto al 2017 (2,1%), 56,7 G(m³) ne ha movimentati il mercato al dettaglio, registrando una riduzione del 5% rispetto al 2017, mentre gli autoconsumi sono ammontati a 14,5 G(m³), anche questi ultimi in calo (-3,7%). I gruppi industriali che nel 2018 risultano servire una quota della domanda totale superiore al 5% sono 4, come nel 2017.

Più precisamente i gruppi industriali e le rispettive quote, indicate tra parentesi, sono: Eni (24,3%), Engie (13,4%), Edison (9,7%) ed Enel (9%). I primi tre gruppi coprono insieme il 47,3% della domanda totale, una quota in crescita rispetto a quella dello scorso anno (che era 44,4%).

Nel successivo paragrafo sono descritte in dettaglio le vendite e i prezzi del mercato all'ingrosso.

Tavola 4.3 Sviluppo del mercato all'ingrosso

| Anno | Domanda Totale ^(A) G(m ³) | Domanda di punta ^(B) M(m ³)/giorno | Produzione G(m ³) | Capacità di importazione G(m ³)/anno | | | | N. di società con una quota di produzione e capacità di importazione >5% | N. di società con una quota di gas disponibile ^(D) >5% | Quota dei tre maggiori gruppi sulla domanda totale |
|------|---|--|----------------------------------|---|--|--|-----------------------------|---|---|--|
| | | | | Totale | Accesso prioritario per transito ^(C) | Accesso prioritario per contratti LT | Accesso non riservato | | | |
| 2001 | 125,1 | n.d. | 15,5 | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | 2 | 68,2% |
| 2002 | 111,8 | n.d. | 14,3 | 84,0 | 0,5 | 77,3 | 4,2 | 3 | 3 | 67,4% |
| 2003 | 123,6 | n.d. | 13,9 | 84,8 | 0,5 | 78,8 | 3,1 | 3 | 3 | 63,8% |
| 2004 | 127,3 | 386 | 12,9 | 88,7 | 0,5 | 84,6 | 2,1 | 3 | 3 | 62,4% |
| 2005 | 138,3 | 421 | 12,0 | 90,6 | 0,5 | 73,5 | 16,7 | 3 | 3 | 66,7% |
| 2006 | 134,3 | 443 | 11,0 | 92,3 | 0,5 | 74,5 | 17,3 | 3 | 3 | 66,5% |
| 2007 | 136,1 | 429 | 9,7 | 98,4 | 0,5 | 86,1 | 11,8 | 3 | 3 | 63,8% |
| 2008 | 151,5 | 410 | 9,3 | 100,3 | 0,5 | 96,1 | 3,7 | 3 | 3 | 57,1% |
| 2009 | 147,2 | 436 | 8,0 | 110,9 | 0,3 | 102,6 | 8,0 | 3 | 4 | 49,2% |
| 2010 | 173,5 | 459 | 8,3 | 116,0 | 0,3 | 103,1 | 12,6 | 3 | 5 | 42,3% |
| 2011 | 178,9 | 401 | 8,4 | 116,3 | 0,2 | 103,0 | 13,0 | 3 | 3 | 42,1% |
| 2012 | 178,3 | 464 | 8,6 | 116,9 | 0,2 | 102,5 | 14,2 | 3 | 3 | 40,5% |
| 2013 | 180,8 | 360 | 7,7 | 122,1 | 0 | 102,6 | 19,5 | 3 | 3 | 42,7% |
| 2104 | 210,9 | 330 | 7,1 | 121,7 | 0 | 95,5 | 26,1 | 3 | 3 | 51,4% |
| 2015 | 244,5 | 340 | 6,8 | 120,3 | 0 | 83,4 | 36,9 | 3 | 3 | 50,6% |
| 2016 | 267,4 | 384 | 5,8 | 120,1 | 0 | 85,2 | 34,9 | 3 | 3 | 46,3% |
| 2017 | 285,7 | 425 | 5,5 | 121,7 | 0 | 81,0 | 40,8 | 3 | 3 | 44,4% |
| 2018 | 286,4 | 396 | 5,4 | 120,4 | 0 | 77,9 | 42,5 | 3 | 3 | 47,3% |

(A) Volumi di gas venduto sul mercato nazionale all'ingrosso e al dettaglio; include le rivendite e gli autoconsumi.

(B) Picco di immissione raggiunto nei giorni: 26/01/2004, 19/12/2005, 25/01/2006, 18/12/2007, 18/02/2008, 21/12/2009, 17/12/2010, 25/01/2011, 7/02/2012, 11/02/2013, 29/01/2014, 3/02/2015, 20/01/2016, 10/01/2017, 28/02/2018; il volume indicato comprende le immissioni, le erogazioni da stoccaggio, le perdite e i consumi interni di rete.

(C) In Italia non esiste un trattamento differenziato per i transiti che sono trattati alla stregua di un normale trasporto; il valore indicato in tabella è riferito a un contratto di transito che ha ottenuto accesso prioritario in quanto appartenente a un contratto pluriennale.

(D) I volumi di gas disponibile includono la produzione, le importazioni nette e gli stoccaggi.

Fonte: Elaborazione ARERA su dati Snam Rete Gas e su dichiarazioni degli operatori.

4.2.1.1 Monitoraggio dei prezzi del mercato all'ingrosso

I dati relativi al mercato all'ingrosso del gas provengono, come di consueto, dalle prime e provvisorie elaborazioni dei dati raccolti nell'Indagine annuale che l'Autorità realizza sullo stato dei mercati dell'energia elettrica e del gas nell'anno precedente. Per quanto riguarda il settore della vendita del gas, l'Indagine era rivolta alle 682 società accreditate all'Anagrafica operatori, che hanno dichiarato di svolgere attività di vendita di gas all'ingrosso o al mercato finale nel 2018 (anche per un periodo limitato dell'anno). Di queste, hanno risposto all'Indagine annuale sui settori regolati 529 imprese (il 78%), 87 delle quali hanno dichiarato di essere collegate societariamente a un'impresa di distribuzione di gas naturale e 11 a un'impresa di trasporto.

Tra le 529 società che hanno partecipato all'Indagine 47 hanno dichiarato di essere rimaste inattive nel corso dell'anno. Tra le rimanenti 482 attive, 70 hanno venduto gas unicamente al mercato all'ingrosso e sono state

classificate come grossisti puri, 299 hanno venduto gas soltanto a clienti finali e sono state classificate come venditori puri. Le rimanenti 113, che hanno operato sia sul mercato all'ingrosso sia sul mercato finale, sono state classificate come operatori misti.

Tavola 4.4 Vendite e prezzi nel mercato all'ingrosso nel 2018

M(m³); c€/m³

| Operatori | Numero | Vendite | Prezzo |
|-----------------|------------|----------------|--------------|
| Grossisti puri | 70 | 104.318 | 23,64 |
| Operatori misti | 113 | 110.945 | 24,43 |
| Totale | 183 | 215.263 | 24,05 |

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Il mercato all'ingrosso, che complessivamente ha movimentato 215,3 G(m³), è stato alimentato per il 48% da grossisti puri e per il restante 52% da operatori misti. Come nel 2017, anche nel 2018 il numero delle imprese che hanno operato nel mercato all'ingrosso non è aumentato, mentre è cresciuto il volume di gas che hanno complessivamente intermediato. Infatti, 183 venditori, quattro in meno del 2017, hanno venduto complessivamente 4,4 G(m³) in più del 2017. Grazie a questi andamenti (più ampio mercato e minor numero di venditori) il volume medio unitario è cresciuto ancora del 4,3%, passando da 1.128 a 1.176 M(m³) nel complesso del mercato.

Nel periodo compreso tra l'inizio del 2018 e il primo trimestre del 2019: 20 imprese hanno avviato l'attività di vendita all'ingrosso di gas naturale, 6 imprese hanno cessato l'attività e 2 si sono estinte, mentre 4 imprese hanno cambiato gruppo societario.

Vi sono state diverse incorporazioni tra imprese che appartenevano già allo stesso gruppo societario: Engie Italia ha incorporato Engie Energy Management; Acel Energie ha incorporato Acel Service e AEVV Energie; Edison Energia ha incorporato Edison Energie (cioè Gas Natural Vendita Italia che dal febbraio 2018 era entrata nel gruppo Edison, assumendo appunto la nuova denominazione di Edison Energie) e A2A Energia ha incorporato Linea Più.

Dopo anni di costante discesa, nel 2018 il livello di concentrazione di tale mercato è aumentato: la quota delle prime tre società (Eni, Engie Global Markets ed Eni Trading & Shipping) è salita al 34,3% dal 31,3% calcolato nel 2017. Parimenti, la quota cumulata delle prime cinque imprese (le tre già citate più Enel Global Trading ed Edison) è passata al 50,3% dal 45,8% dell'anno precedente. Ovviamente anche l'indice HHI calcolato sul solo mercato all'ingrosso è salito da 534 a 633, restando comunque al di sotto del valore 1.500 ritenuto primo sintomo di concentrazione.

Nel 2018 il prezzo mediamente praticato nel mercato all'ingrosso è stato di 24,05 c€/m³, inferiore ai 25,41 c€/m³ del PSV (il dato è di fonte Platts), e in cospicuo aumento (17,8%) rispetto al valore osservato nel 2017, pari a 20,42 c€/m³.

Il prezzo praticato dagli operatori misti è risultato di 23,64 c€/m³, ovvero 0,8 centesimi di euro superiore a quello praticato dai grossisti puri (pari a 24,43 c€/m³).

Punto di scambio virtuale

La principale piattaforma di scambio nel mercato all'ingrosso in Italia è il Punto di scambio virtuale (PSV), gestita dall'operatore della rete di trasporto, Snam Rete Gas. Le cessioni che possono essere registrate sono sia quelle avvenute attraverso contratti bilaterali, sia quelle realizzate nell'ambito dei mercati regolamentati

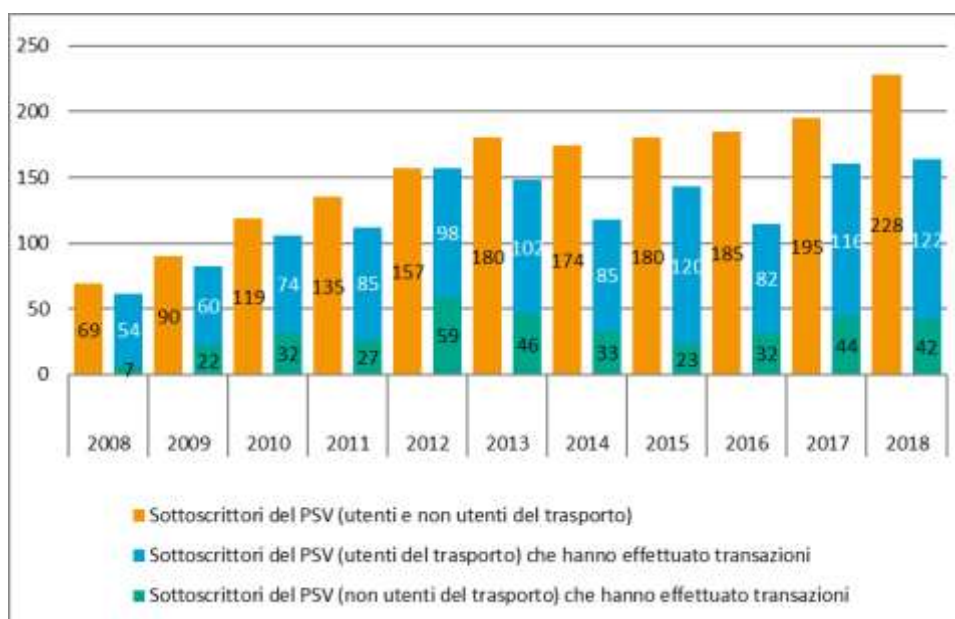
gestiti dal GME. Da settembre 2015 è possibile registrare al PSV anche i contratti gestiti dalle Borse terze²¹⁰, allargando così l'offerta di prodotti a termine con consegna fisica del gas al PSV.

Nel 2018, 164 soggetti hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di gas presso il PSV. Soltanto 42 di questi erano *trader* puri, in quanto non utenti del sistema di trasporto. Nonostante l'andamento negativo della domanda di gas naturale, il numero dei sottoscrittori del PSV è salito a 228 unità, toccando nuovamente un punto di massimo. Il numero di quelli, tra i sottoscrittori, che hanno effettuato transazioni (Figura 4.8), è cresciuto di quattro unità (2,5%) rispetto al 2017, mentre una riduzione (-4,5%) si è manifestata nel numero dei *trader* puri (cioè sottoscrittori non utenti del sistema di trasporto) passati a 42 unità, contro le 44 del 2017.

La figura 4.9 mostra lo sviluppo degli scambi registrati al PSV. Nel grafico sono state raggruppate le riconsegne al PSV e, con l'indicazione "PSV-GME", l'insieme degli scambi registrati al PSV derivanti da contrattazioni sui mercati gestiti dal GME, cioè quelli avvenuti sulla Piattaforma per il bilanciamento del gas (PB-GAS) fino a settembre 2016, ma anche quelli nella M-GAS e, da ultimo, quelli gestiti come *clearing house*.

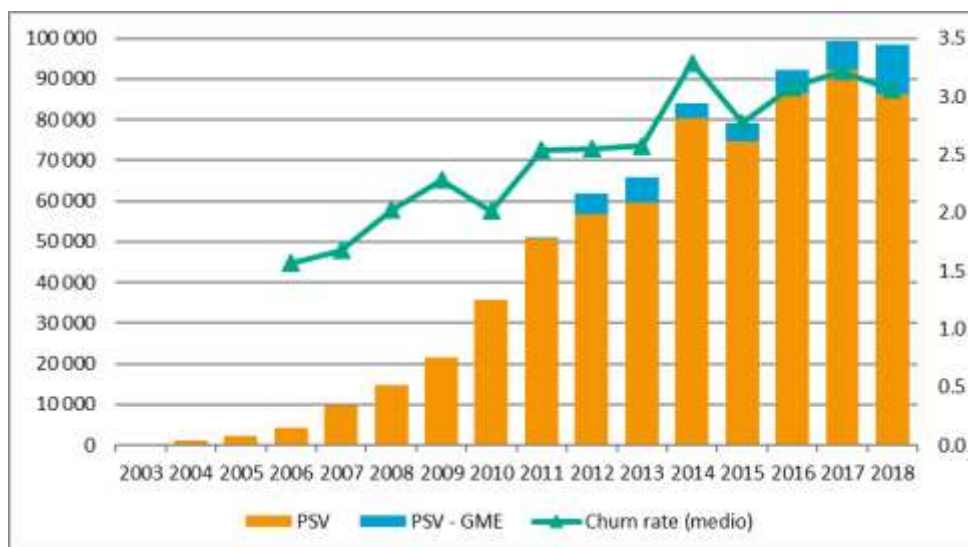
Il PSV è andato crescendo in misura notevole nel corso del tempo, in termini sia di numero delle transazioni sia di volumi scambiati grazie all'accrescersi delle modalità di acquisto disponibili descritte. A partire dall'autunno 2015, in particolare, le transazioni registrate al PSV, che agisce da *clearing house*, sono andate via via aumentando in misura notevole. Come si vedrà più in dettaglio nel paragrafo successivo, a spingere questa continua crescita vi sono stati anche l'avvio del nuovo mercato di bilanciamento (quarto trimestre 2016), che ha portato un netto incremento degli scambi sulle varie piattaforme della M-GAS.

Figura 4.8 Sottoscrittori del PSV dal 2008



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

²¹⁰ Per borsa terza si intende il gestore di un mercato regolamentato estero, in cui sono scambiati strumenti finanziari derivati che prevedono la consegna fisica e le cui attività di compensazione e garanzia delle transazioni concluse su tale mercato siano regolate attraverso una *clearing house* (cioè il soggetto terzo che si assume il rischio di controparte); oppure è la *clearing house* stessa che, direttamente o attraverso società dalla medesima controllate o partecipate, è responsabile degli adempimenti per la consegna fisica dei prodotti offerti.

Figura 4.9 Volumi delle transazioni al PSV e churn rateM(m³) standard da 38,1 MJ

Fonte: Elaborazione ARERA su dati di Snam Rete Gas.

Nel 2018, tuttavia, anche a causa della riduzione della domanda di consumo complessiva gas, i volumi OTC scambiati presso il PSV hanno registrato un calo del 7%. Ancora una fortissima crescita invece, pari al 77%, ha interessato la voce PSV-GME, che segue quelle già corpose del 18% del 2016 e del 26% del 2017. I volumi gestiti tramite Borsa sono quasi raddoppiati, salendo a 12,3 dai 6,9 G(m³) dell'anno precedente.

Il *churn rate* è un indicatore sintetico che misura il numero medio di volte che la commodity (il gas) è oggetto di scambio tra il momento della vendita iniziale e quello della sua registrazione per la consegna fisica. L'indicatore può essere calcolato in modi diversi. Quello illustrato nella figura 3.12 è ottenuto rapportando il totale dei volumi oggetto di *trading* al PSV al valore delle registrazioni che si traducono in consegna fisica. Più il mercato è liquido e più questo valore aumenta. Questo tasso è molto cresciuto tra il 2006 e il 2014. Negli ultimi tre anni sembra essersi stabilizzato intorno a 3,1, pertanto resta ancora largamente inferiore a 10 che è il valore soglia del *churn rate* spesso utilizzato in letteratura per giudicare la liquidità e la maturità di un mercato.

Borsa gas

La creazione di una borsa del gas in Italia ha preso le mosse nel 2007 con l'obbligo per i titolari di concessioni di coltivazione di gas naturale, di cedere le aliquote di gas prodotto in Italia dovute allo Stato e, per gli importatori, di offrire una quota del gas importato presso il mercato regolamentato delle capacità. Nel 2009, la gestione economica del mercato del gas è stata affidata in esclusiva al GME, il quale gestisce in maniera esclusiva le offerte di acquisto e vendita (e tutti i servizi connessi) secondo criteri di merito economico.

Il primo nucleo della borsa è stato creato nel marzo 2010 con l'istituzione della Piattaforma di negoziazione per lo scambio delle quote di gas importato, denominata P-GAS. Con la nascita di M-GAS, nell'ottobre 2010, è stato avviato il mercato *spot* del gas naturale, in cui il GME svolge il ruolo di controparte centrale. Su tale mercato gli operatori abilitati a effettuare transazioni sul PSV possono acquistare e vendere volumi di gas naturale a pronti. Esso si articola in:

- MGP-GAS (Mercato del giorno prima del gas), nel quale avviene la contrattazione con offerte di vendita e di acquisto relative al giorno-gas successivo. La modalità di negoziazione è continua con asta di chiusura;

- MI-GAS (Mercato infragiornaliero del gas), nel quale avviene la contrattazione di gas relativa al giorno-gas stesso. La modalità di negoziazione è continua.

La PB-GAS, in esercizio dalla fine del 2011 sino a settembre 2016, ha sostituito il sistema di bilanciamento "a stoccaggio" con un sistema di bilanciamento "a mercato", dove il prezzo non è più stabilito dall'Autorità, ma determinato dall'intersezione tra domanda e offerta relative al gas stoccato. Coloro che possedevano capacità di stoccaggio avevano l'obbligo di partecipazione a tale meccanismo. La partecipazione obbligatoria, unitamente alla presenza di Snam Rete Gas in qualità di Responsabile del bilanciamento (RdB), ha permesso una movimentazione di gas molto più elevata in questo mercato rispetto agli altri gestiti dal GME.

La PB-GAS si articolava in due comparti:

- Comparto G-1, un vero e proprio mercato del giorno prima dove, su base volontaria, diverse risorse flessibili potevano essere chiamate a rispondere alle offerte di Snam Rete Gas per la copertura dello sbilanciamento previsionale del sistema;

Comparto G+1, un mercato del giorno dopo, dove gli operatori offrivano giornalmente, in acquisto e in vendita, le risorse di stoccaggio nella propria disponibilità. Allo stesso modo Snam Rete Gas offriva in acquisto o in vendita una quantità di gas corrispondente allo sbilanciamento complessivo del sistema, al fine di approvvigionarsi delle risorse necessarie per mantenere bilanciato il sistema.

A seguito dell'approvazione del Regolamento europeo del bilanciamento²¹¹, a partire dall'1 ottobre 2016 è stato introdotto in luogo dei comparti G-1 e G+1, un sistema di bilanciamento che mette in competizione, nel corso del giorno, tutte le risorse flessibili disponibili quali lo stoccaggio, l'importazione o la rigassificazione del GNL. In tale sistema, gli utenti e Snam Rete Gas accedono ai medesimi mercati di prodotti spot per approvvigionarsi delle risorse necessarie a bilanciare, rispettivamente, la posizione individuale e quella aggregata di sistema. Tale riforma introduce, inoltre, prezzi di sbilanciamento che responsabilizzano i singoli utenti a bilanciare le proprie posizioni, in modo che anche la rete, nel suo complesso risulti bilanciata. In tale contesto, l'operatore di sistema Snam Rete Gas fornisce agli utenti le informazioni in tempo reale sullo stato della rete affinché siano gli utenti a bilanciare in modo efficiente il sistema, limitando, viceversa, le sue azioni di acquisto e vendita sul mercato a quanto strettamente necessario a fornire "segnali di prezzo".

Oltre agli esistenti MGP-GAS e MI-GAS, dall'1 ottobre 2016 sono stati attivati i seguenti mercati di prodotti *spot* utili ai fini di bilanciamento:

il Mercato del gas in stoccaggio (MGS) permette a tutti gli utenti di scambiare tramite un'unica sessione d'asta a prezzo marginale la titolarità di gas detenuto in stoccaggio; Snam Rete Gas può accedere a tale mercato sia per gestire in sicurezza eventuali scostamenti complessivi di rete, sia per altre operazioni;

il Mercato dei prodotti *locational* (MPL) si svolge secondo le modalità della negoziazione ad asta e unicamente su richiesta di Snam Rete Gas. Su tale mercato Snam Rete Gas si approvvigiona dagli utenti abilitati per i quantitativi di gas necessari per gestire esigenze fisiche localizzate all'interno della zona di bilanciamento o eventuali scostamenti previsti tra immissioni e prelievi complessivi della rete.

Le negoziazioni di entrambi i comparti di cui sopra, organizzate in via transitoria nell'ambito della Piattaforma per il bilanciamento (PB-GAS), a partire da aprile 2017 rientrano nell'organizzazione del Mercato del Gas (MGAS).

Dal 2015 gli operatori possono inoltre estendere la registrazione al PSV per le transazioni concluse presso borse gestite da soggetti diversi dal GME²¹². In particolare, il GME è stato incaricato di registrare al PSV le transazioni eseguite sulle piattaforme gestite da ICE Endex e Powernext (piattaforma PEGAS del gruppo EEX), che già ad aprile 2015 aveva lanciato prodotti *futures* con consegna al PSV.

²¹¹ Regolamento (UE) 312/2014 approvato dalla Commissione Europea il 26 marzo 2014.

²¹² Delibere 12 giugno 2015, 282/2015/R/gas, e 10 settembre 2015, 436/2015/R/gas.

Dal 2 settembre 2013 è stato infine avviato il mercato a termine gestito dal GME (MT-GAS). Tale mercato, che è stato affiancato agli esistenti mercati a pronti, si svolge secondo le modalità della negoziazione continua con diversi *book* di negoziazione, ognuno per ciascuna tipologia di prodotto negoziabile e riferiti a diversi periodi di consegna, dove sono selezionate offerte di acquisto e di vendita del gas.

Tra gennaio e febbraio 2018 sono state infine introdotte alcune misure finalizzate a promuovere lo sviluppo della liquidità dei mercati del gas naturale e, in particolare, del mercato a pronti. Di particolare interesse è la previsione di figure di *market making*, ossia di soggetti (*liquidity provider*) che si impegnano, a fronte di un vantaggio economico, a mantenere nel mercato contemporaneamente offerte di vendita e di acquisto contenute entro un differenziale di prezzo predefinito; i *liquidity provider* operano nella negoziazione di prodotti *day-ahead*. Ai *liquidity provider* che abbiano svolto l'attività di *market making* nel rispetto dei termini, modalità e condizioni previste, relativamente a un mese di calendario, il GME riconosce un corrispettivo fisso pari a 160 € per ciascuna sessione utile e un corrispettivo pari a euro 0,01 euro/MWh per ciascun MWh negoziato sul MGP-GAS per il prodotto giornaliero G+1.

Altra misura introdotta nel 2018 è l'integrazione dei mercati gestiti dal GME nell'ambito della piattaforma Trayport, dove sono già presenti i principali mercati esteri; si tratta di un'evoluzione molto attesa da parte degli utenti perché consente loro di ottimizzare le attività di *trading* attraverso l'operatività contemporanea su più mercati da una singola piattaforma di negoziazione.

Prezzi e Volumi

Nell'ambito dei mercati gas gestiti dal GME (Tavola 4.5), nel 2018 sono stati scambiati volumi complessivi per 57,4 TWh, registrando un aumento del 27,7% rispetto ai volumi scambiati nel 2017. Anche per il 2018 – che è il secondo anno di piena operatività dei mercati del gas nel nuovo quadro regolatorio (si veda il paragrafo precedente) – si osserva che i volumi scambiati vengono ripartiti su tutte le diverse piattaforme di mercato. In particolare, dalla tavola 3.28 si può osservare come i volumi che negli anni 2012-2016 risultavano pressoché completamente ripartiti tra le piattaforme di bilanciamento G+1 e G-1, a partire dall'ultimo trimestre 2016 vengano negoziati all'interno dei diversi comparti del M-GAS. La maggior liquidità si osserva sul Mercato Infragiornaliero (27,9 TWh; +17%), lo stesso utilizzato preferenzialmente da Snam Rete Gas²¹³ per le sue funzioni di Responsabile del bilanciamento, che rappresentano il 18% dei volumi scambiati (-8% rispetto al 2017). Anche sul Mercato del Gas in Stoccaggio (13,5 TWh; -19%) il principale operatore risulta il Responsabile del bilanciamento (46%; +10 punti percentuali rispetto al 2017), la cui maggior partecipazione è sostenuta soprattutto sia dalle vendite sia dagli acquisti per finalità di Neutralità e altro. In netto aumento i volumi scambiati sul Mercato del Giorno Prima (13,0 TWh), favoriti dall'avvio a febbraio del meccanismo di *market making* (MM) (vedi paragrafo precedente). Durante il 2018 non si registra alcuna negoziazione per il Mercato dei Prodotti *Locational*, mentre si conferma la ripresa delle negoziazioni ad asta sul comparto *royalties* della P-GAS, con 2,4 TWh scambiati durante l'anno per un totale di 2,5 TWh andati in consegna nello stesso anno. In crescita anche le negoziazioni sul Mercato a Termine del Gas con 231 abbinamenti per un totale di 0,79 TWh, scambiati principalmente su prodotti mensili (70%). Si registrano negoziazioni anche sulla nuova Piattaforma di Assegnazione della capacità di Rigassificazione (PAR) per un totale di 12 *slot* riferiti al prodotto "Capacità non più conferibile in asta", che ammontano a 1,4 M(m³) liquefatti.

²¹³ Secondo quanto previsto dal regolamento (UE) 312/2014 in merito alla gerarchia tra risorse di mercato ai fini del bilanciamento.

Tavola 4.5 Volumi annuali per ciascuno dei mercati gas gestiti dal GME

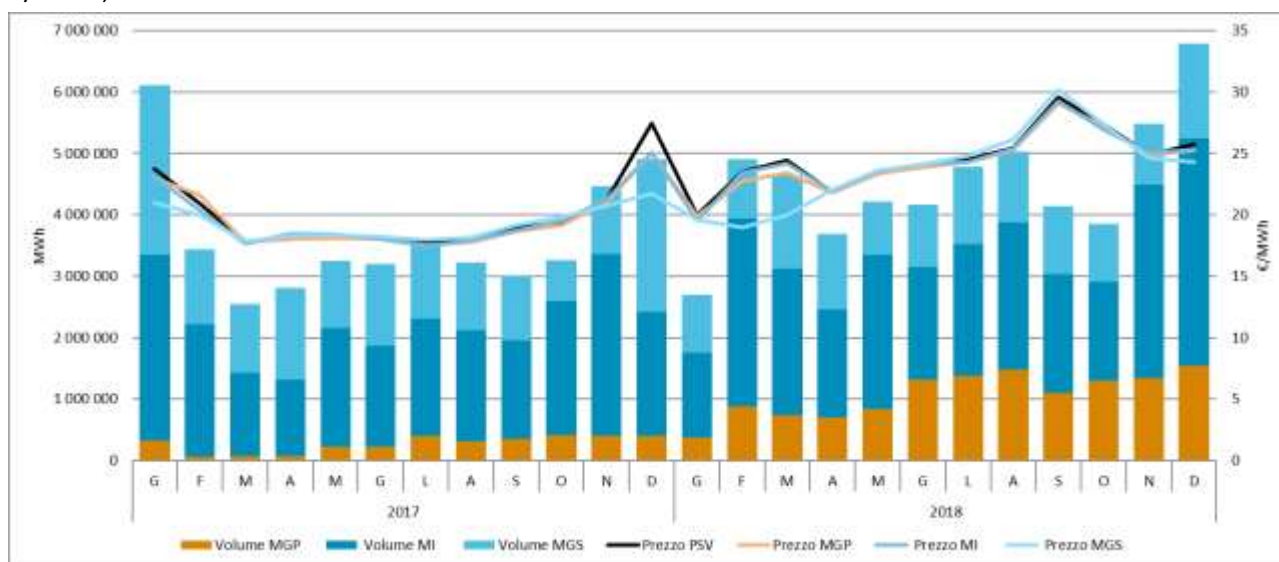
GWh

| MERCATI | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---------------------|------------|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| P-GAS Import | 0,4 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Royalties | - | 2.870 | 2.708 | 1.801 | - | - | - | 1.057 | 2.471 |
| DL n. 130/10 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| M-GAS MI-GAS | - | 13 | 36 | 4 | 102 | 1.009 | 7.090 | 23.826 | 27.862 |
| MGP-GAS | - | 149 | 136 | 13 | - | - | 335 | 3.280 | 13.006 |
| MT-GAS | - | - | - | - | - | - | - | 171 | 602 |
| MGS | - | - | - | - | - | - | 3.269 | 16.633 | 13.502 |
| MPL | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| PB-GAS PB-GAS (G+1) | - | 1.712 | 34.925 | 40.833 | 38.584 | 40.833 | 30.568 | - | - |
| PB-GAS (G-1) | - | - | - | 48 | 2.940 | 7.326 | 6.218 | - | - |
| TOTALE | 0,4 | 4.743 | 37.805 | 42.699 | 41.627 | 49.199 | 47.480 | 44.967 | 57.443 |

Fonte: GME.

Figura 4.10 Andamento mensile di prezzi e volumi nei mercati utili al bilanciamento gas

€/MWh; MWh



Fonte: GME, Thomson Reuters per il PSV.

Relativamente ai prezzi riscontrati sulle diverse piattaforme (Figura 4.10), si possono approssimare tutti a una media annuale di 24 €/MWh, in linea con la quotazione media annua sui mercati OTC al PSV (24,55 €/MWh²¹⁴). In particolare, i prezzi medi dei due comparti del M-GAS – rispettivamente 24,28 €/MWh per MGP-GAS e 24,43 €/MWh per MI-GAS – hanno mostrato un andamento infra-annuale che riflette quello del prezzo al PSV, registrando un differenziale medio tra quest’ultimo e il *System average price* (SAP)²¹⁵ di -20 c€/MWh. Si osservano rialzi puntuali dei prezzi nei mesi di febbraio e marzo 2018 in corrispondenza di un significativo incremento dei consumi, mentre il massimo storico di quasi 30 €/MWh è stato registrato nel mese di settembre 2018. Minore risulta invece la correlazione tra il prezzo al PSV e il prezzo del comparto MGS, che registra livelli inferiori nei primi mesi dell’anno, in corrispondenza della fase finale di prelievo dagli

²¹⁴ Fonte: Thomson-Reuters.

²¹⁵ Il SAP è la media dei prezzi registrati sul MGP-GAS e sul MI-GAS ponderata per i quantitativi rispettivamente negoziati.

stoccaggi, e livelli maggiori nei mesi estivi, durante le iniezioni negli stessi, con un differenziale medio con il prezzo al PSV di -71 c€/MWh.

4.2.1.2 Monitoraggio del livello di trasparenza, compreso il rispetto degli obblighi sulla trasparenza, e sul grado e sull'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza

Monitoraggio del mercato all'ingrosso

In una fase evoluta della regolazione, la funzione di monitoraggio dei mercati all'ingrosso rappresenta lo strumento principale a disposizione dell'Autorità per valutare la struttura dei mercati e il loro corretto funzionamento, nonché il comportamento degli operatori e l'adeguatezza del sistema. La funzione di monitoraggio dei mercati all'ingrosso riveste inoltre un importante ruolo propositivo e di supporto allo sviluppo di una regolazione efficace e al passo con il grado di evoluzione dei mercati regolati, attraverso l'individuazione di eventuali anomalie nei loro esiti, criticità nell'assetto regolatorio di riferimento e di sue necessarie integrazioni.

Fino al 2017, per quanto riguarda il mercato del gas naturale, la funzione di monitoraggio dell'Autorità è stata svolta attraverso la previsione di specifici obblighi informativi in capo alle imprese del gas e finalizzata all'individuazione di indicatori idonei al monitoraggio dell'andamento del mercato all'ingrosso del gas. Alla luce dell'evolversi del contesto di riferimento, nonché dei compiti di monitoraggio attribuiti, nel maggio 2017 l'Autorità²¹⁶ ha adottato disposizioni per il rafforzamento della propria funzione di monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale identificando la società Snam Rete Gas quale soggetto preposto allo svolgimento delle attività strumentali al monitoraggio delle capacità e dei flussi, e il GME quale soggetto preposto allo svolgimento delle attività strumentali al monitoraggio dell'assetto competitivo, dell'integrità e della trasparenza dei mercati.

Più precisamente, nel maggio 2017 l'Autorità ha posto le basi per l'introduzione di un testo unico del monitoraggio del mercato del gas (analogamente al TIMM per il mercato elettrico) che, muovendo da una razionalizzazione dell'esistente, consentisse di disporre di maggiori strumenti automatizzati di analisi, segnalazione e reportistica. La conclusione del suddetto processo di razionalizzazione, reso necessario per adeguare allo sviluppo del mercato gli strumenti a disposizione dell'Autorità per l'esercizio della sua funzione di monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale, è stata raggiunta a fine 2018 quando l'Autorità ha adottato²¹⁷ il Testo Integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale (TIMMIG). Le disposizioni del TIMMIG riprendono e ampliano quelle già adottate nel maggio 2017 e, in particolare, individuano:

- le macroaree (dimensioni) del monitoraggio, ossia la dimensione strutturale (che riguarda i fenomeni relativi al funzionamento del sistema gas e che sono alla base delle dinamiche dei mercati) affidata a Snam Rete Gas e la dimensione concorrenziale (che riguarda i fenomeni relativi all'assetto competitivo, all'integrità e alla trasparenza del mercato, nonché ai comportamenti e alle condotte degli operatori di mercato del sistema gas) affidata al GME;
- le aree di pertinenza oggetto della funzione di monitoraggio, ossia il funzionamento del bilanciamento del sistema, l'adeguatezza del sistema e dell'approvvigionamento, i margini di flessibilità delle fonti di approvvigionamento, l'attività di negoziazione all'ingrosso, per individuare le condotte anomale degli operatori di mercato e le attività basate sulle informazioni privilegiate e/o configurabili come manipolazione del mercato ai sensi del regolamento (UE) 1227/2011 sull'integrità e la trasparenza dei mercati energetici all'ingrosso (REMIT), il livello concorrenziale del mercato;
- gli elementi strumentali all'esercizio della funzione di monitoraggio, ossia i dati (individuati nell'Allegato 1 del TIMMIG) che devono essere trasmessi dalle imprese gas, gli indici (individuati nell'Allegato 2 del

²¹⁶ Con la delibera 5 maggio 2017, 308/2017/R/gas.

²¹⁷ Con la delibera 5 dicembre 2018, 631/2018/R/gas.

TIMMIG) che sono calcolati dal GME e Snam Rete Gas sulla base dei suddetti dati con l'obiettivo di misurare i fenomeni oggetto di osservazione ed evidenziare eventuali andamenti anomali, i report (individuati nell'Allegato 3 del TIMMIG), predisposti dal GME e Snam Rete Gas, al fine di fornire una descrizione/rappresentazione temporale dei dati e degli indici individuati;

- le modalità organizzative degli uffici di monitoraggio appositamente istituiti presso il GME e Snam Rete Gas (in particolare la loro terzietà rispetto alle altre attività della società di appartenenza), nonché i criteri per la copertura dei costi dei suddetti uffici (a valere sul fondo per la copertura degli oneri connessi al sistema del bilanciamento del sistema del gas);
- le modalità di raccolta dei dati funzionali all'attività di monitoraggio attraverso il database dei dati fondamentali (gestito da Snam Rete Gas) e il database concorrenziale (gestito dal GME);
- le modalità di cooperazione tra il GME e Snam Rete Gas attraverso la stipula di una apposita convenzione approvata dall'Autorità.

A integrazione del quadro delineato, l'Autorità ha poi approvato²¹⁸ la proposta convenzione tra il GME e Snam Rete Gas che disciplina le modalità applicative con le quali il GME accede e registra le transazioni con consegna al PSV concluse presso i mercati da esso gestiti e presso le borse terze, nonché le modalità di gestione dei connessi flussi informativi.

4.2.2 Mercati al dettaglio

Dai risultati provvisori dell'Indagine annuale, su cui tradizionalmente sono basati i commenti di queste pagine, emerge che nel 2018 sono stati venduti 56,7 G(m³) al mercato finale, cui vanno aggiunti 183 M(m³) forniti attraverso i servizi di ultima istanza e di *default*²¹⁹. Complessivamente, quindi, il valore delle vendite finali è risultato di quasi 57 G(m³), in calo di 2 G(m³) rispetto al 2017.

Per avere un dato confrontabile con quello del consumo finale di gas pubblicato dal Ministero dello sviluppo economico, e commentato nelle pagine precedenti, occorre tuttavia considerare i volumi relativi agli autoconsumi, pari a 14,5 G(m³), che portano il valore dei consumi complessivi risultanti dall'Indagine annuale a 71,4 G(m³), cioè a un valore paragonabile ai 70,3 G(m³) di fonte ministeriale. Come di consueto vi sono differenze tra le due fonti che classificano i volumi di gas movimentati nell'anno in maniera diversa.

Nei dati dell'Indagine annuale, il livello dei consumi complessivi nel 2018 è quindi sceso del 5,1% rispetto a quello del 2017, tornando ad allontanarsi dai valori pre-crisi, che si aggiravano intorno agli 85 G(m³). Diversamente dagli anni più recenti, nel 2018 anche gli autoconsumi hanno evidenziato una riduzione abbastanza consistente, pari al 3,7% in termini di volumi, che si è manifestata in misura assai più accentuata in termini di punti di prelievo, scesi a circa 1.500 unità, dalle 1.900 dell'anno precedente. Tale voce possiede una fortissima incidenza nella generazione elettrica (l'87,5% degli autoconsumi si colloca, infatti, in questo settore).

Come si vedrà meglio nel seguito di questo paragrafo, il calo dei consumi finali, che emerge tanto nei dati dell'Indagine annuale (-5,1%), quanto in quelli ministeriali, seppur in misura più ristretta (-3,2%), appare legato a un ridimensionamento più consistente dei settori produttivi (e più precisamente del termoelettrico), rispetto a quello dei consumi civili.

²¹⁸ Con la delibera 11 dicembre 2018, 646/2018/R/gas.

²¹⁹ La richiesta dei dati relativi alle forniture di ultima istanza e di *default* è presente nell'Indagine annuale con una modalità molto semplificata. Pertanto, per questo tipo di forniture non sono disponibili i particolari (settore di consumo, tipo di allacciamento ecc.) con cui vengono solitamente analizzate le vendite finali. Quindi, nel resto del paragrafo tutte le analisi di dettaglio vengono effettuate al netto di questa componente del mercato.

Tavola 4.6 Consumi finali di gas naturale nel 2017 e nel 2018Punti di prelievo in migliaia; volumi in M(m³)

| | VOLUMI | | | PUNTI DI PRELIEVO | | |
|--|---------------|---------------|--------------|-------------------|---------------|-------------|
| | 2017 | 2018 | VARIAZIONE | 2017 | 2018 | VARIAZIONE |
| Vendite finali | 59.816 | 56.744 | -5,1% | 21.177 | 21.611 | 2,0% |
| Forniture di ultima istanza e <i>default</i> | 154 | 183 | 18,6% | 108 | 120 | 11,4% |
| TOTALE MERCATO | 59.970 | 56.927 | -5,1% | 21.285 | 21.731 | 2,1% |
| Autoconsumi | 15.025 | 14.473 | -3,7% | 1,9 | 1,5 | -19,9% |
| CONSUMI FINALI | 74.995 | 71.400 | -4,8% | 21.287 | 21.732 | 2,1% |

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Dei 56,7 G(m³) di gas venduti nel mercato finale, 11,9 G(m³) sono stati ceduti da venditori puri mentre i restanti 44,8 G(m³) sono stati intermediati da venditori che operano anche nel mercato all'ingrosso (Tavola 4.7). Il prezzo medio praticato ai clienti finali, risultato pari a 39,96 c€/m³ è aumentato di 5,68 c€, vale a dire del 16,6% rispetto al valore del 2017. Al solito, tale prezzo è superiore a quello praticato al mercato finale dai grossisti (puri e misti), che è risultato pari a 37,53 c€/m³. La ragione del differenziale positivo, pari a 2,44 c€, risiede principalmente nel tipo di clientela servita e nelle connesse caratteristiche. Le imprese che operano prevalentemente nel mercato finale si rivolgono, infatti, per lo più ai clienti civili che sono allacciati alle reti di distribuzione e che, pur essendo numerosi, sono caratterizzati da consumi poco elevati. Viceversa, la clientela servita dai grossisti è prevalentemente quella dei grandi consumatori, specie industriali, che grazie agli alti livelli di consumo è sicuramente in grado di spuntare prezzi più favorevoli. I clienti industriali, inoltre, sono spesso allacciati direttamente alla rete di trasporto e, dunque, non pagano il costo della distribuzione.

Tavola 4.7 Vendite e prezzi al mercato finale nel 2018M(m³); c€/m³

| Operatori | Numero | Vendite | Prezzo |
|-----------------|------------|---------------|--------------|
| Venditori puri | 299 | 11.924 | 49.12 |
| Operatori misti | 113 | 44.820 | 37.35 |
| Totale | 412 | 56.744 | 39.96 |

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Il differenziale di prezzo che si osserva nel mercato all'ingrosso risulta, invece, decisamente più ristretto. A fronte di un prezzo medio di 24,05 c€/m³ praticato dai grossisti, i venditori (cioè le imprese che operano prevalentemente sul mercato finale) hanno mediamente richiesto 24,43 c€/m³ per il gas che hanno venduto ad altri rivenditori, cioè 0,38 centesimi in più. Anche il prezzo praticato ad altri rivenditori è cresciuto rispetto al 2017 (17,1%). Nel 2018 i differenziali di prezzo si sono ristretti: lo scorso anno quello sul prezzo fissato dai grossisti ai clienti del mercato finale era di 2,86 c€/m³, mentre quello sul prezzo praticato agli altri intermediari era di 0,45 c€.

Nel 2018, per la prima volta, i dati raccolti dall'Indagine evidenziano che il calo delle vendite è stato accompagnato anche da una discesa nel numero dei venditori attivi in questo segmento della filiera, che risulterebbero diminuiti di 8 unità rispetto al 2017²²⁰. L'accrescersi continuo del numero di imprese che nell'Anagrafica dichiarano l'attività di vendita induce, però, a ritenere probabile che questo calo sia

²²⁰ Come si è visto nel paragrafo dedicato al mercato all'ingrosso, infatti, quest'anno hanno risposto all'Indagine annuale 529 imprese sulle 682 che, nell'Anagrafica operatori dell'Autorità, hanno dichiarato di svolgere l'attività di vendita di gas all'ingrosso o al dettaglio nel corso del 2018 (anche soltanto per un periodo limitato dell'anno). A parte le 47 imprese che hanno dichiarato di essere rimaste inattive, sulle restanti 482 ve ne sono 70 che hanno venduto gas esclusivamente nel mercato all'ingrosso. I soggetti che hanno operato nel mercato al dettaglio sono risultati, pertanto, 412.

influenzato dal livello di partecipazione all'Indagine da parte dei venditori, che in effetti è diminuito rispetto agli anni scorsi. Anche per questo occorre ricordare quanto già scritto in altre pagine precedenti e cioè che i dati dell'Indagine, al momento della stesura del *Rapporto Annuale*, sono provvisori. Poiché il calo delle vendite è stato più ampio di quello nel numero dei venditori, il volume medio unitario di vendita si è ridotto di 5 M(m³) rispetto al 2017, scendendo a 138 M(m³). Nel 2009, prima della crisi economica, il venduto medio era quasi il doppio, pari a 230 M(m³). Anche nel 2018 si sono avuti numerosi movimenti tra le imprese: 66 imprese hanno avviato l'attività di vendita a clienti finali; 11 imprese in totale hanno cessato l'attività, 8 imprese hanno acquisito o ceduto l'attività di vendita nel solo mercato libero e 6 quella nel sia mercato libero sia nel servizio a condizioni standard; 11 imprese hanno cambiato gruppo societario; vi sono state 11 operazioni di incorporazione, pressoché tutte all'interno dello stesso gruppo societario.

Il 12,6% (vale a dire 52 imprese) dei 412 venditori attivi che hanno risposto all'Indagine annuale serve clienti in tutto il territorio nazionale cioè in tutte e 19 le regioni italiane metanizzate²²¹; il 40,3% (166 imprese) ha venduto energia elettrica in un numero di regioni compreso tra 6 e 18; le restanti 194 imprese (il 47,1%) hanno operato in un numero di regioni compreso tra 1 e 5. Il numero di imprese che opera su tutto il territorio nazionale è in costante crescita (nel 2014 erano il 7%, nel 2017 erano l'11,7%). La composizione societaria del capitale sociale dei venditori di gas, limitando l'analisi alle partecipazioni dirette, mostra una scarsa presenza straniera: solo 28 società (sulle 398 che hanno fornito questi dati) hanno un socio di maggioranza non italiano. I partecipanti stranieri diretti risultano per lo più società del Lussemburgo o svizzere, ma sono presenti anche società tedesche, britanniche, spagnole e austriache.

Tavola 4.8 Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2018

Volumi in M(m³)

| GRUPPO | VOLUME | QUOTA | POSIZIONE NEL 2017 |
|--|---------------|---------------|-----------------------|
| Eni | 10.942 | 19,3% | 1° |
| Edison | 7.512 | 13,2% | 2° |
| Enel | 6.247 | 11,0% | 3° |
| Iren | 2.532 | 4,5% | 5° |
| Hera | 2.116 | 3,7% | 6° |
| A2A | 1.899 | 3,3% | 7° |
| Energeticky A Prumyslovy Holding, A.S. | 1.890 | 3,3% | 4° |
| Sorgenia | 1.274 | 2,2% | 8° |
| Engie | 1.149 | 2,0% | 10° |
| Axpo Group | 1.009 | 1,8% | 9° |
| E.On | 949 | 1,7% | 11° |
| Estra Spa | 928 | 1,6% | 13° |
| Royal Dutch Shell Plc | 826 | 1,5% | 12° |
| British Petroleum | 800 | 1,4% | 32° |
| Ascopiave | 794 | 1,4% | 14° |
| Unogas | 715 | 1,3% | 16° |
| Solvay Energy Services Italia | 688 | 1,2% | 19° |
| Eg Holding Spa | 651 | 1,1% | 17° |
| Dolomiti Energia | 492 | 0,9% | 21° |
| Metaenergia Spa | 446 | 0,8% | 18° |
| Altri | 12.885 | 22,7% | - |
| TOTALE | 56.744 | 100,0% | - |

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

²²¹ In Sardegna il servizio gas non è presente.

Nessuna variazione emerge nelle prime tre posizioni del mercato finale: Eni, Edison ed Enel sono come sempre i gruppi nelle prime tre posizioni. Il peso del gruppo Eni (quest'anno pari al 19,3%) si è ridotto di un punto e mezzo percentuale rispetto al 2017, mentre quelli dei gruppi Enel ed Edison sono rimasti pressoché invariati. Quindi la distanza tra Eni ed Edison si è accorciata (da 7,4% a 6%), mentre quella tra Edison ed Enel è ferma a poco più di due punti percentuali. Da notare lo scivolamento in settima posizione del gruppo ceco Energeticky a Prumyslovy Holding (che include la società EP Commodities) che l'anno scorso ricopriva il quarto posto e, al contrario, l'ascesa del gruppo British Petroleum, quest'anno al quattordicesimo posto dal trentaduesimo del 2017; le vendite al mercato finale di questo gruppo, tradizionalmente importante nelle fasi più a monte (le vendite all'ingrosso superano i due miliardi di metri cubi) quest'anno sono triplicate, avendo raggiunto 800 M(m³) dai 254 M(m³) realizzati nel 2017.

La tavola 4.9 propone la sintesi dei dati riguardanti il mercato finale della vendita di gas naturale per tipo di mercato e per settore di consumo negli ultimi due anni, elaborata a partire dai dati raccolti tramite l'Indagine annuale che, è bene ricordarlo, per il 2018 sono provvisori.

Al netto delle forniture di ultima istanza e di *default*, nel 2017 sono stati venduti 71,2 G(m³) – di cui 14,5 destinati all'autoconsumo e 56,7 alla vendita – a 21,6 milioni di clienti (punti di riconsegna).

Complessivamente le vendite di gas sono diminuite rispetto al 2017 in quasi tutti i settori, con l'eccezione di quelle alle famiglie. Gli autoconsumi, che perlopiù afferiscono al settore termoelettrico, hanno registrato un calo dello 0,3%, i quantitativi di gas venduti nel mercato libero hanno evidenziato una perdita del 4,3%, meno rilevante di quella registrata nelle vendite del mercato tutelato, scese del 10,1%. I valori del mercato tutelato illustrati nella tavola non comprendono i quantitativi forniti nei servizi di *default* e di ultima istanza in quanto non frazionabili nei vari settori. Questi sono risultati pari a 154 M(m³) nel 2017 e a 183 M(m³) nel 2018. Se si considerano anche i servizi di *default* e di ultima istanza, il gas venduto nel mercato tutelato sale a 8,3 G(m³), e la discesa rispetto al 2017 si riduce leggermente a -9,6%.

Tavola 4.9 Mercato finale per settore di consumo

Clienti in migliaia e volumi in M(m³)

| SETTORE DI CONSUMO | 2017 | | | | 2018 | | | |
|-------------------------------|------------------|----------------|---------------|---------------|------------------|----------------|---------------|---------------|
| | MERCATO TUTELATO | MERCATO LIBERO | AUTO-CONSUMI | TOTALE | MERCATO TUTELATO | MERCATO LIBERO | AUTO-CONSUMI | TOTALE |
| VOLUMI | | | | | | | | |
| Domestico | 8.356 | 6.880 | 0 | 15.236 | 7.542 | 7.736 | 0 | 15.278 |
| Condominio uso domestico | 598 | 1.888 | 9 | 2.495 | 528 | 1.919 | 7 | 2.454 |
| Commercio e servizi | 15 | 7.400 | 49 | 7.464 | - | 7.385 | 24 | 7.409 |
| Industria | 3 | 19.838 | 1.529 | 21.370 | - | 18.930 | 1.781 | 20.711 |
| Generazione elettrica | 0 | 13.494 | 13.438 | 26.932 | - | 11.506 | 12.661 | 24.167 |
| Attività di servizio pubblico | 2 | 1.343 | 0 | 1.345 | - | 1.198 | 0 | 1.198 |
| TOTALE VOLUMI | 8.973 | 50.843 | 15.025 | 74.841 | 8.070 | 48.674 | 14.473 | 71.217 |
| PUNTI DI RICONSEGNA | | | | | | | | |
| Domestico | 10.861 | 8.810 | 0 | 19.671 | 10.040 | 10.070 | 0 | 20.111 |
| Condominio uso domestico | 80 | 117 | 0 | 198 | 72 | 127 | 0 | 200 |
| Commercio e servizi | 9 | 1.052 | 1 | 1.062 | - | 1.060 | 1 | 1.061 |
| Industria | 2 | 180 | 0 | 182 | - | 180 | 0 | 180 |
| Generazione elettrica | 0 | 1 | 0 | 1 | - | 1 | 0 | 1 |
| Attività di servizio pubblico | 0 | 65 | 0 | 65 | - | 59 | 0 | 59 |
| TOTALE PUNTI | 10.952 | 10.225 | 2 | 21.179 | 10.113 | 11.498 | 2 | 21.612 |

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

I clienti che hanno acquistato il gas per autoconsumo sono fortemente diminuiti (-19,9%), così come una riduzione del 7,7% ha interessato i clienti serviti nel mercato tutelato (tenendo conto dei servizi di *default* e ultima istanza il calo si riduce al 7,5%); viceversa i clienti del mercato libero sono complessivamente aumentati del 12,5%.

Nel 2018 l'economia italiana ha rallentato rimanendo comunque in aumento dello 0,9%; il settore industriale si è mantenuto in ripresa, ma i settori maggiormente gas *intensive* hanno evidenziato risultati modesti o negativi. Inoltre, il clima è stato caldo. In base a questi elementi si può comprendere il contenimento dei consumi di gas che è stato più rilevante (-7,1%) per i settori produttivi rispetto a quello registrato nel settore civile (-0,8%), che oltre al settore domestico include i condomini, il terziario e le attività di servizio pubblico. Il tasso di crescita del settore civile migliora sensibilmente se si considerano le sole vendite effettuate sul mercato libero, che rispetto al 2017 sono cresciute del 4,2%. Infatti, i volumi di gas venduti nel mercato libero alle famiglie sono risultati del 12,5% più elevati rispetto al 2017, quelli dei condomini sono cresciuti dell'1,6%, quelli del commercio sono rimasti sostanzialmente stabili (-0,2%) mentre quelli delle attività di servizio pubblico sono nettamente diminuiti (-10,8%).

Nel 2018 i clienti del mercato del gas nel suo complesso sono aumentati di 433.000 punti di riconsegna. La diminuzione delle vendite, quindi, non è dovuta a un restringimento della platea dei contratti, bensì a un genuino calo dei consumi. Si registra, comunque e da diversi anni uno spostamento dei clienti verso il mercato libero, in parte dovuto alla graduale espulsione dalla tutela, *ope legis*, di tutte le categorie di clienti non domestiche²²² e, per quanto riguarda le famiglie, in parte dovuta alla fine del regime di tutela programmato per il primo luglio 2020.

Nel 2018, infatti, 839.000 clienti sono complessivamente usciti dal mercato tutelato, mentre il mercato libero ne registra 1 milione e 273 mila in più. In particolare, si evidenzia nel servizio di tutela l'uscita di 821.000 famiglie, mentre nel mercato libero vi sono 1.261.000 clienti domestici in più rispetto al 2017. Anche nel caso dei condomini con uso domestico il saldo è positivo: a fronte di 8.000 punti usciti dalla tutela, se ne registrano 9.000 in più nel mercato libero. Sono cresciuti i clienti del commercio e servizi (+1.000 punti serviti nel mercato libero) e, leggermente, sia quelli del settore industriale (+130 punti nel libero), sia quelli della generazione elettrica (+156 punti di riconsegna), mentre sono decisamente diminuiti i clienti nel settore delle attività di servizio pubblico (-5.000 punti nel libero).

In conseguenza di quanto detto finora, si osserva che nel 2018 i consumi medi unitari di tutti si sono ridotti: rispetto al 2017, il consumo medio per i clienti domestici è passato da 775 a 760 m³, per i condomini uso domestico da 12.590 a 12.299 m³, per il commercio da 7.025 a 6.980 m³, per l'industria da 117,6 a 114,8 migliaia di m³, per la generazione elettrica da 41 a 30 M(m³) e, infine, per le attività di servizio pubblico da 20.675 a 20.206 m³. Nel mercato libero i consumi medi sono più elevati rispetto a quelli che si riscontrano nel mercato tutelato: nel caso delle famiglie il consumo medio è di 768 m³, nel caso dei condomini risulta di 15.125 m³.

La porzione di volumi acquistati in media sul mercato libero è del 68,3%, quella del mercato tutelato è dell'11,3%, mentre il 20,3% è autoconsumata. Se si considerano le vendite in senso stretto e si escludono, quindi, gli autoconsumi, l'85,8% del gas risulta acquistato sul mercato libero e il restante 14,2% sul mercato tutelato. In termini di clienti, invece, il 53,2% si rivolge al mercato tutelato, mentre il 46,8% acquista nel mercato libero.

²²² Come si ricorderà, in base al decreto legge 21 giugno 2013, n. 69, dalla seconda metà del 2013 l'obbligo di offerta delle condizioni economiche di tutela riguarda soltanto i clienti finali domestici e non più anche le utenze con usi diversi e consumi limitati o quelle relative ad attività di servizio pubblico. Prima di tale norma avevano diritto al servizio di tutela i punti di riconsegna nella titolarità dei clienti: domestici, condomini con uso domestico con consumi annui inferiori a 200.000 m³/anno, non domestici con consumi inferiori a 50.000 m³/anno, attività di servizio pubblico. Pertanto, a partire dalla seconda metà del 2013 i clienti non domestici sono gradualmente usciti dal perimetro di tutela.

Tavola 4.10 Mercato finale per tipologia e dimensione dei clienti nel 2018M(m³)

| SETTORE | CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO (m ³) | | | | | | TOTALE |
|-------------------------------|---|------------------|--------------------|-----------------------|--------------------------|--------------|--------|
| | < 5.000 | 5.000- 50.000 | 50.000- 200.000 | 200.000- 2.000.000 | 2.000.000- 20.000.000 | > 20.000.000 | |
| MERCATO TUTELATO | 7.474 | 547 | 47 | 2 | 0 | 0 | 8.070 |
| Domestico | 7.401 | 139 | 0 | 2 | 0 | 0 | 7.542 |
| Condominio uso domestico | 73 | 408 | 46 | 0 | 0 | 0 | 528 |
| MERCATO LIBERO | 9.071 | 4.876 | 2.540 | 5.463 | 9.180 | 17.545 | 48.674 |
| Domestico | 7.511 | 179 | 14 | 6 | 27 | 0 | 7.736 |
| Condominio uso domestico | 90 | 1.363 | 387 | 71 | 8 | 0 | 1.919 |
| Commercio e servizi | 56 | 316 | 200 | 308 | 198 | 120 | 1.198 |
| Industria | 1.245 | 2.312 | 1.219 | 1.691 | 791 | 126 | 7.385 |
| Generazione elettrica | 169 | 705 | 709 | 3.252 | 7.156 | 6.940 | 18.930 |
| Attività di servizio pubblico | 0 | 1 | 11 | 135 | 1.000 | 10.359 | 11.506 |
| TOTALE | 7.474 | 547 | 47 | 2 | 0 | 0 | 8.070 |

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Concentrandosi solo sul **settore domestico** si può osservare che la quota di volumi acquistati sul mercato libero nel 2018 ha raggiunto il 50,6% per le famiglie e il 78,4% per i condomini (entrambe le quote sono calcolate sul totale delle vendite in senso stretto, cioè al netto degli autoconsumi). Nel 2017 i valori erano, rispettivamente, del 45,2% e del 76%. In termini di punti di prelievo, nel 2018 per la prima volta la quota delle famiglie che hanno acquistato il gas nel mercato tutelato è scesa sotto la metà, più precisamente al 49,9%.

Come si è già detto nel Capitolo 3 (cfr. il paragrafo 3.2), anche quest'anno l'Indagine annuale sui settori regolati ha sottoposto ai venditori di energia elettrica e di gas naturale alcune domande tese a valutare la **quantità, le tipologie e le modalità di offerta che le imprese mettono a disposizione dei clienti che hanno scelto di rifornirsi nel mercato libero**. Il panorama delle offerte commerciali disponibili sul mercato libero costituisce una realtà assai complessa e variegata, quest'anno arricchita dalla presenza delle offerte PLACET²²³. I dati commentati nel seguito sulle tipologie di offerte disponibili ed effettivamente scelte dai clienti, tuttavia, non comprendono una categoria a parte per le offerte PLACET in quanto la loro applicazione è stata avviata a metà dell'anno. Anche qui, come nel settore elettrico, si ribadisce che l'obiettivo delle domande sulla quantità e qualità delle offerte commerciali è teso a classificare le numerose offerte presenti sul mercato, seppure non completamente esaustive della realtà. Vale pertanto la consueta avvertenza di accogliere con cautela i risultati presentati in queste pagine. Inoltre, poiché la fornitura della clientela non domestica presenta tradizionalmente necessità molto più variegata e complesse rispetto a quella delle famiglie, l'esposizione dei risultati raccolti si concentra praticamente solo su queste ultime²²⁴.

La media delle offerte commerciali che ciascun venditore di gas risulta in grado di proporre ai propri potenziali clienti è pari a 13,5 per la clientela domestica, a 7,8 per i condomini con uso domestico e a 24,9 per la clientela non domestica. Quest'ultima, ovviamente, gode di una maggior possibilità di scelta essendo il cliente generalmente più importante in termini di volumi consumati e sicuramente con esigenze più differenziate rispetto a quelle di un cliente domestico. A tale cliente il venditore è sicuramente in grado di fornire servizi personalizzati e contratti maggiormente individualizzati. Nel tempo il numero di offerte disponibili per i clienti domestici è cresciuto (erano 8 del 2016 e 13 nel 2017), così come quello per i condomini (erano 7 nel 2016 e 7,6 nel 2017) probabilmente perché i venditori si stanno preparando per la fine del servizio di tutela. Il

²²³ Per una descrizione di queste offerte si veda il paragrafo relativo al mercato libero elettrico, nel Capitolo 2 di questo Volume.

²²⁴ L'unico risultato esposto per la clientela non domestica riguarda il numero di offerte disponibili perché l'apposita domanda nel questionario per i venditori ha ottenuto un buon tasso di risposta.

numero delle offerte disponibili alla clientela non domestica, invece, è nettamente diminuito rispetto al 2017, quando era risultato pari a 76,6. Questo calo potrebbe essere dovuto, almeno in parte, al fatto che il mercato libero per la clientela non domestica è sicuramente più maturo rispetto a quello per le famiglie e potrebbe quindi trovarsi in una fase di razionalizzazione delle offerte create verso tale clientela. Parte del calo, comunque, potrebbe anche spiegarsi con la migliore attività di categorizzazione delle offerte da parte dei venditori, essendo questa la terza edizione dell'Indagine che chiede dati sulle offerte commerciali. La figura 3.16 mostra tuttavia che il 17% dei venditori offre ai clienti domestici una sola modalità contrattuale, il 31% ne mette a disposizione fino a tre e il restante 52% dei venditori propone ai propri clienti un ventaglio che comprende da quattro offerte in su. Rispetto al 2017, sono diminuiti i venditori che offrono solo una o due modalità contrattuali, mentre sono cresciuti quelli che ne mettono a disposizione da quattro a dieci.

Delle 13,5 offerte rese mediamente disponibili al cliente domestico, 6,6 sono acquistabili solo *online*, cioè soltanto attraverso internet che costituisce un importante canale di vendita attraverso cui l'impresa può chiarire le proprie condizioni di vendita con tutti i dettagli necessari, ma risparmiando sui costi di gestione (erano 4,1 nel 2017). Il 18,4% dei venditori non offre però nemmeno un'offerta *online*. Nell'1,6% dei casi il numero di offerte *online* è uguale al numero di offerte che complessivamente vengono proposte ai clienti. Pertanto, nella stragrande maggioranza dei casi il numero di offerte *online* è risultato inferiore alle offerte totali.

Le offerte *online* non sembrano aver riscontrato, per ora, un grande interesse da parte delle famiglie, in quanto è risultato che solo il 2,6% dei clienti ha sottoscritto un contratto offerto attraverso questa modalità. Il risultato è inferiore a quello del 2017, quando il 4,1% delle famiglie aveva scelto di sottoscrivere un'offerta di energia elettrica attraverso internet.

Circa la tipologia di prezzo preferita è risultato che il 70,4% dei clienti domestici ha sottoscritto nel mercato libero un contratto a prezzo bloccato (cioè con il prezzo che non cambia per almeno un anno dal momento della sottoscrizione), mentre il 29,6% ha scelto un contratto a prezzo variabile, ovvero con il prezzo che cambia con tempi e modalità stabilite dal contratto stesso. Anche in questo caso, le cifre sono in lieve diminuzione rispetto all'anno precedente, quando il prezzo variabile era stato scelto dal 31,4% dei clienti domestici.

Le modalità di indicizzazione per i contratti a prezzo variabile sono di vario tipo. Il 47,8% (45,7% nel 2017) dei clienti che ha sottoscritto un contratto a prezzo variabile ha firmato un contratto che prevede uno sconto fisso su una delle componenti stabilite dall'Autorità per le condizioni economiche di fornitura del servizio di tutela; il 18,8% (19,8% nel 2017) dei clienti ha scelto un contratto che prevede l'indicizzazione all'andamento del Brent e il 20,4% (18,5% nel 2017) dei clienti ha scelto un contratto che prevede una forma di indicizzazione legata ai prezzi del TTF. Una quota esigua di clienti (0,7%) (0,8% nel 2017) ha scelto di indicizzare il prezzo del gas all'andamento dei prezzi al PSV o a quello dei mercati gestiti dal GME (0,3%, nel 2017 0,2%). Il restante 11,9% (15,3% nel 2017) dei contratti prevede forme di indicizzazione alternative, spesso con una combinazione di quelle appena citate.

Per quanto riguarda la durata, il 2,8% dei clienti domestici serviti nel mercato libero ha sottoscritto un contratto che prevede una clausola di durata minima contrattuale, nel senso che per l'applicazione del prezzo stabilito è previsto che il cliente non cambi fornitore per un minimo di tempo stabilito dal contratto stesso. La percentuale è maggiore nel caso di contratti a prezzo fisso dove la clausola si applica al 3,4% dei clienti, mentre è del 2,8% nel caso di contratti a prezzo bloccato. Tuttavia, non tutti i venditori presenti nel mercato libero applicano un contratto che prevede una clausola di durata minima contrattuale, e anche quelli tra loro che contemplano questa possibilità, offrono ai loro clienti contratti alternativi che non includono tale vincolo. I venditori che applicano contratti con clausola di durata minima sono in tutto 14, e complessivamente servono poco meno di un milione di clienti. La quota dei clienti di tali venditori che hanno acquistato un contratto con clausola di durata minima è pari al 28,7% (8,1% con prezzo variabile e 45,5% con prezzo bloccato). Tutti i valori sono in lieve diminuzione rispetto allo scorso anno: nel 2017 i venditori che proponevano una clausola contrattuale erano 16 e la quota dei loro clienti che risultava averla sottoscritta era pari al 33,8%.

Il 39,6% dei clienti domestici ha sottoscritto un contratto che prevede un abbuono o uno sconto di uno o più periodi gratuiti o di una somma fissa in denaro o in volume, che può essere *una tantum* o permanente, ed eventualmente previsto al verificarsi di una determinata condizione (es. sconto per contratti sottoscritti da amici del cliente, sconto per domiciliazione bancaria della bolletta, ecc.). Più in dettaglio, risulta che in media, lo sconto è applicato al 40% dei clienti che hanno scelto un contratto a prezzo fisso e al 38% dei clienti che hanno scelto il prezzo variabile. La quota di contratti acquistati che prevedono un abbuono o uno sconto è notevolmente cresciuta rispetto al 2017, quando era risultata del 26,5%. In un mercato che si espande e in cui si affacciano clienti nuovi e inesperti, sembra quindi che la preferenza delle famiglie vada verso modalità contrattuali semplici, facilmente comprensibili e di immediato riscontro.

La presenza di servizi aggiuntivi (Tavola 4.11) nei contratti sottoscritti dalle famiglie è maggiormente diffusa nei contratti a prezzo fisso rispetto a quelli a prezzo variabile: il 55% dei clienti che ha scelto un'offerta a prezzo fisso sottoscrive un contratto che prevede anche un servizio aggiuntivo, mentre questa percentuale scende drasticamente al 17% nei contratti a prezzo variabile. Nei contratti a prezzo fisso che prevedono un servizio aggiuntivo emerge una netta preferenza (46,1%) per quei contratti che prevedono la partecipazione a un programma punti e un certo gradimento (6%) per i contratti che offrono un servizio energetico accessorio. Tali preferenze risultano abbastanza stabili nel tempo.

Tavola 4.11 Percentuale di clienti che hanno sottoscritto un contratto per la fornitura di gas naturale con servizi aggiuntivi

| SERVIZI AGGIUNTIVI | CONTRATTI A PREZZO FISSO | | | CONTRATTI A PREZZO VARIABILE | | |
|--|--------------------------|-------------|-------------|------------------------------|-------------|-------------|
| | 2016 | 2017 | 2018 | 2016 | 2017 | 2018 |
| Offerte sottoscritte rispetto al totale | 68,5% | 68,6% | 70,4% | 31,5% | 31,4% | 29,6% |
| SERVIZI AGGIUNTIVI | | | | | | |
| Nessun servizio aggiuntivo | 85,3% | 38,3% | 45,0% | 68,4% | 86,5% | 82,7% |
| Programma di raccolta punti (proprio o altrui) | 72,0% | 51,4% | 46,1% | 13,3% | 2,0% | 1,8% |
| Servizi energetici accessori (es. strumenti digitali e collaborativi per il controllo di consumi e costi energetici, strumenti per aumentare l'efficienza energetica, prestazioni professionali come assistenza telefonica, manutenzione impianti, assicurazione ecc.) | 23,0% | 7,1% | 6,1% | 20,9% | 7,0% | 6,6% |
| Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi (es. sconti benzina, abbonamenti a riviste, ecc) | 5,0% | 1,4% | 0,9% | 1,5% | 0,4% | 0,4% |
| Omaggio o gadget | n.d. | 0,2% | 0,2% | n.d. | 0,3% | 0,4% |
| Servizi telefonici personalizzati | n.d. | 0,0% | 0,0% | n.d. | 0,0% | 0,0% |
| Altro non compreso tra le voci riportate sopra | 1,0% | 1,6% | 1,8% | 64,3% | 3,7% | 8,2% |
| TOTALE | 100,0% | 100% | 100% | 100,0% | 100% | 100% |

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

4.2.2.1 Monitoraggio del livello dei prezzi del mercato al dettaglio, del livello di trasparenza e sul grado e sull'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza

In tema di prezzi di vendita del gas naturale nel mercato al dettaglio l'Autorità dispone di due rilevazioni:

- quella delle condizioni medie di fornitura del gas naturale, effettuata ai sensi della delibera 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09, nella quale con cadenza trimestrale vengono rilevati i dati mensili relativi ai prezzi fatturati dai venditori ai clienti domestici e non domestici, distinti in classi e settori di consumo;

- quella effettuata nell'ambito dell'*Indagine annuale sui settori regolati*, nella quale vengono rilevati dati di competenza per l'anno precedente e distinti secondo varie categorie di dettaglio (tipo di mercato, settore e classi di consumo, tipologia di allacciamento).

Come già detto nel Capitolo 3 (vedi il paragrafo 3.2.2.1), l'Autorità ha anche definito il sistema di monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio sia per l'energia elettrica sia per il gas naturale (TIMR). Il TIMR impone agli esercenti l'attività di vendita finale di energia elettrica e di gas naturale (con un numero di punti di prelievo serviti superiore a 50.000) di comunicare ogni trimestre all'Autorità i dati relativi ai prezzi medi mensili del gas naturale praticati sul mercato finale, insieme a numerosi altri indicatori (i risultati del TIMR sono esposti nel paragrafo successivo). Di fatto, a partire da gennaio 2012 e limitatamente ai venditori obbligati dal TIMR, i prezzi medi raccolti dall'Autorità ai sensi della delibera ARG/gas 64/09 confluiscono nel monitoraggio *retail*. In virtù di un accordo istituzionale, comunque, tutti i dati raccolti ai sensi della delibera ARG/gas 64/09 vengono forniti semestralmente al Ministero dello sviluppo economico che li invia all'Eurostat per adempiere agli obblighi sulle statistiche dei prezzi finali di energia elettrica e gas naturale. Questi obblighi sono stati modificati nel 2016, con l'adozione del Regolamento (UE) 2016/1952 relativo alle statistiche europee sui prezzi del gas naturale ed energia elettrica e che abroga la direttiva 2008/92/CE. L'Autorità ha quindi rinnovato²²⁵ i propri sistemi di rilevazione dei prezzi praticati dai venditori di energia elettrica e gas naturale ai clienti finali per adeguarli alle richieste del nuovo Regolamento europeo. I nuovi sistemi di rilevazione dei prezzi verranno applicati a partire dalla comunicazione dei prezzi riferiti al primo semestre 2019, in quanto l'Italia ha ottenuto una proroga per l'applicazione del Regolamento 2016/1952.

I dati dell'*Indagine annuale* vengono invece utilizzati per le analisi statistiche effettuate dall'Autorità, specialmente quelle esposte nella reportistica annuale alle autorità nazionali ed europee.

L'analisi provvisoria dei dati raccolti nell'Indagine svolta dall'Autorità sul 2018 evidenzia che lo scorso anno il prezzo medio del gas (ponderato con le quantità vendute), al netto delle imposte, praticato dalle imprese di vendita ai clienti finali, è stato pari a 40 c€/m³ (Tavola 4.12). Tale prezzo nel 2017 era risultato pari a 34,3 c€/m³. Complessivamente, dunque, il prezzo medio finale del gas in Italia presenta un aumento di 5,7 c€/m³, corrispondente al 16,6%.

Tutte le classi di consumo annuo presentano degli aumenti, seppure differenziati. L'aumento più elevato, sia in termini assoluti (7,5 c€/m³) che relativi (20,7%) riguarda la classe intermedia (tra 50.000 e 200.000 m³), mentre quelli più contenuti riguardano: in termini assoluti, i grandi clienti (tra 2 e 20 milioni di m³), +3,5 c€/m³, +15,3%; in proporzione, i clienti più piccoli (meno di 5.000 m³), +6,2 c€/m³, + 11,9%.

Nel corso del quinquennio il divario di prezzo tra i clienti più piccoli e quelli più grandi presenta lievissime oscillazioni intorno a un valore medio di 28,5 c€/m³. Questo divario discende dal fatto che in presenza di consumi più elevati i costi fissi vengono ripartiti su quantità maggiori. In particolare, l'incidenza delle tariffe di distribuzione è molto più alta sui piccoli consumi, mentre per i clienti più grandi, che sono direttamente allacciati alla rete di trasporto, questa componente non è nemmeno presente. Inoltre, si può ritenere che la capacità di ottenere condizioni di fornitura più convenienti sia direttamente proporzionale alle dimensioni del cliente, in relazione alla maggiore conoscenza del mercato e alla superiore attenzione alle condizioni contrattuali.

D'altra parte, come già evidenziato nel settore elettrico, occorre considerare che con lo sviluppo del mercato libero si è notevolmente ampliata la gamma delle offerte dei venditori ai clienti finali, che possono quindi scegliere tra pacchetti molto diversi tra loro. Alcuni di questi includono servizi accessori (assistenza, manutenzione, assicurazione ecc.), per cui il prezzo del gas offerto può tenere conto di elementi aggiuntivi rispetto al solo costo del gas stesso. Altre offerte prevedono sconti sulla materia prima, altre ancora, invece, vantaggi sull'acquisto di beni o servizi diversi (sconti al supermercato, sul carburante, sui servizi telefonici ecc). Molti venditori offrono anche formule a prezzo bloccato, i cui meccanismi di aggiornamento dei corrispettivi non sono influenzati dalle dinamiche congiunturali dei prezzi dell'energia, ma dipendono in misura rilevante dalla data di sottoscrizione dei contratti (e in particolare dalle attese di quel momento sul

²²⁵ Con la delibera 29 marzo 2018, 168/2018/R/com che ha anche abrogato la delibera ARG/elt 167/08.,

futuro andamento dei prezzi dei combustibili), nonché dalla durata dei contratti stessi (più è lunga, più il prezzo pattuito deve tener conto dei rischi di mutamento del mercato). Ancora, altre offerte sono legate al rispetto di determinate soglie di consumo, superate le quali scattano componenti aggiuntive di prezzo.

Tavola 4.12 Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale

c€/m³; classi di consumo annuo espresse in m³

| CLASSE DI CONSUMO ANNUO | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|----------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Inferiore a 5.000 | 58,8 | 55,7 | 51,7 | 52,1 | 58,3 |
| Tra 5.000 e 50.000 | 46,9 | 46,0 | 42,1 | 43,1 | 48,4 |
| Tra 50.000 e 200.000 | 41,4 | 41,0 | 37,0 | 36,2 | 43,7 |
| Tra 200.000 e 2.000.000 | 35,0 | 32,5 | 28,3 | 26,8 | 31,4 |
| Tra 2.000.000 e 20.000.000 | 34,0 | 28,0 | 24,2 | 23,0 | 26,5 |
| Superiore a 20.000.000 | 32,2 | 26,5 | 21,8 | 24,3 | 29,2 |
| TOTALE | 42,3 | 38,9 | 33,8 | 34,3 | 40,0 |

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 4.13 presenta lo spaccato dei prezzi medi per classe e settore di consumo. La classe di consumo con il prezzo più elevato è quella piccola, per le ragioni sopra esposte, mentre quella con il prezzo più basso riguarda i clienti con consumi da 2 a 20 milioni di m³, i quali, come già evidenziato, sono quelli che hanno avuto il minore incremento rispetto all'anno precedente. Relativamente ai diversi settori, la media complessiva di ciascuno (ultima colonna a destra) dipende dalla ripartizione dei volumi venduti tra le classi dimensionali. Per quanto detto sopra i domestici, caratterizzati dalla prevalenza dei consumi unitari più bassi, presentano un prezzo medio totale più elevato, mentre per la ragione opposta l'industria e la generazione elettrica presentano prezzi complessivi più bassi. Si trovano in una condizione intermedia i condomini, le attività di servizio pubblico e quelle commerciali.

Tavola 4.13 Prezzi di vendita al mercato finale al dettaglio per settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2018

c€/m³; classi di consumo annuo espresse in m³

| SETTORE | CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO (m ³) | | | | | | TOTALE |
|-------------------------------|---|------------------|--------------------|-----------------------|--------------------------|-----------------|-------------|
| | < 5.000 | 5.000- 50.000 | 50.000- 200.000 | 200.000- 2.000.000 | 2.000.000- 20.000.000 | > 20.000.000 | |
| Domestico | 58,2 | 47,1 | 46,6 | 44,7 | - | - | 57,9 |
| Condominio uso domestico | 54,0 | 50,5 | 47,9 | 38,9 | 31,1 | - | 49,9 |
| Attività di servizio pubblico | 56,8 | 45,3 | 40,0 | 34,2 | 27,0 | 27,2 | 37,3 |
| Commercio e servizi | 59,8 | 47,9 | 45,0 | 34,1 | 27,7 | 29,4 | 43,8 |
| Industria | 61,4 | 46,8 | 40,1 | 29,5 | 26,3 | 26,6 | 28,6 |
| Generazione elettrica | 59,5 | 40,9 | 33,8 | 30,6 | 27,2 | 31,0 | 30,7 |
| TOTALE | 58,3 | 48,4 | 43,7 | 31,4 | 26,5 | 29,2 | 40,0 |

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Monitoraggio del livello di trasparenza incluso il rispetto degli obblighi sulla trasparenza e il grado e l'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza.

Il sistema di monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio (già ampiamente descritto nel Capitolo 3, è finalizzato a consentire all'Autorità l'osservazione regolare e sistematica delle condizioni di funzionamento della vendita al dettaglio, incluso il grado di apertura, la concorrenzialità e la trasparenza del mercato, nonché il livello di partecipazione dei clienti finali e il loro grado di soddisfazione.

Si rimanda al paragrafo 3.2.2.1 nel quale è illustrato il Rapporto 596/2018/1/com che illustra i principali esiti dell'attività di monitoraggio descrivendone, ove possibile, l'evoluzione dei fenomeni rilevanti nei primi sei anni di monitoraggio (2012-2017).

Switching

L'analisi dell'attività di *switching* nel settore del gas naturale quest'anno, per la prima volta, comprende dati raccolti presso gli operatori del trasporto tramite l'Indagine annuale sui settori regolati e dati provenienti dal Sistema informativo integrato (SII), gestito dall'Acquirente unico.

Sulla base dei dati forniti dagli operatori del trasporto e dei dati provenienti dal SII, la percentuale di *switching*, cioè del numero di clienti²²⁶ che ha cambiato fornitore nell'anno solare 2018, è risultata complessivamente pari al 7%, ovvero al 27,1% se valutata in base ai consumi dei clienti che hanno effettuato il cambio (Tavola 4.14).

Tavola 4.14 Tassi di *switching* dei clienti finali

| CLIENTI PER SETTORE E CLASSE DI CONSUMO ANNUO | 2017 | | 2018 | |
|--|------------|-------------|------------|-------------|
| | CLIENTI | VOLUMI | CLIENTI | VOLUMI |
| Domestico | 5,2 | 5,8 | 6,6 | 7,7 |
| Condominio uso domestico | 8,4 | 11,4 | 9,5 | 13,2 |
| Attività di servizio pubblico | 17,2 | 25,4 | 17,1 | 30,4 |
| Altri usi | 11,9 | 31,5 | 11,5 | 33,5 |
| TOTALE | 5,6 | 25,3 | 7,0 | 27,1 |

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Rispetto al 2017 le percentuali sono in aumento o stabili. L'incremento nei tassi di cambio del settore domestico e dei condomini potrebbe aver risentito dell'imminenza della fine del regime di tutela (seppure la data del termine del regime abbia subito un ulteriore rinvio). In parte, tuttavia, potrebbe essere dovuta al cambio di fonte dei dati²²⁷.

I cambiamenti di fornitore dei consumatori domestici nel 2018, non obbligati per legge, sono saliti di oltre un punto percentuale, tornando a registrare una discreta vivacità che negli anni più recenti si era un po' attenuata. Lo scorso anno, infatti, risultano avere effettuato almeno un cambio di fornitore poco meno di un milione e mezzo di clienti, equivalenti a una quota del 6,6% (e corrispondente a una porzione di volumi del 7,7%). Più elevata e pari al 9,5% è stata la frazione di condomini con uso domestico che si è rivolta a un altro venditore, per volumi corrispondenti al 13,2% del relativo settore di consumo. Il 17,1% (equivalenti al 30,4% in termini di volumi) degli enti che gestiscono un'attività di servizio pubblico ha scelto di rivolgersi a un nuovo fornitore; si tratta di un tasso elevato, ma questa è una delle categorie "ibride" che include realtà molto diverse: non soltanto piccole sedi comunali (che costituiscono una tipologia simile per valori di consumo agli

²²⁶ Per comodità di scrittura, nel testo si parla genericamente di clienti. Va precisato, tuttavia, che si tratta di numero di punti di riconsegna nel caso di utenti del trasporto e di numero di gruppi di misura nel caso di utenti della distribuzione.

²²⁷ Dal novembre 2008, infatti, le procedure di *switching* sono interamente operate dal SII e ciò ha condotto a una diminuzione degli scarti nelle procedure.

esercizi commerciali) ma anche grandi complessi ospedalieri, che possiedono consumi annui molto rilevanti e che, per conseguenza, possono aumentare di molto i volumi coinvolti nello *switching*. Infine, gli “altri usi” che hanno modificato il proprio fornitore sono stati complessivamente l’11,5% del totale in termini di clienti, nonché il 33,5% in termini di volumi.

Tavola 4.15 Tassi di *switching* per territorio e tipologia di clienti nel 2018

Valori percentuali

| REGIONE | DOMESTICO | | CONDOMINIO USO DOMESTICO | | ALTRI USI | | ATT. DI SERVIZIO PUBBLICO | | TOTALE | |
|-------------|-----------|--------|--------------------------|--------|-----------|--------|---------------------------|--------|---------|--------|
| | CLIENTI | VOLUMI | CLIENTI | VOLUMI | CLIENTI | VOLUMI | CLIENTI | VOLUMI | CLIENTI | VOLUMI |
| NORD | 6,2 | 7,2 | 9,3 | 13,3 | 11,7 | 58,5 | 19,5 | 29,5 | 6,8 | 49,3 |
| CENTRO | 7,4 | 8,8 | 9,9 | 12,7 | 11,9 | 62,8 | 14,6 | 33,2 | 7,7 | 51,4 |
| SUD E ISOLE | 6,6 | 8,2 | 10,0 | 15,4 | 10,8 | 57,3 | 12,8 | 30,1 | 6,8 | 50,5 |
| ITALIA | 6,6 | 7,7 | 9,5 | 13,2 | 11,7 | 59,0 | 17,1 | 30,4 | 7,0 | 49,8 |

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Tenuto conto della frammentazione territoriale del mercato gas, i livelli di *switching* a livello territoriale, con dettaglio anche per tipologia di cliente, sono esposti nella tavola 4.15. I clienti domestici collocati al Centro mostrano, anche nel 2018, una vivacità superiore al resto d’Italia, con tassi di *switching* che mediamente sono superiori alla media nazionale, specie se si considerano i tassi calcolati sui clienti. In generale, comunque, i valori regionali mantengono una discreta omogeneità territoriale, specie nelle zone del Centro-Nord e nei settori a minore intensità di consumo, mentre il Mezzogiorno manifesta, nel complesso, tassi di cambio fornitore più contenuti.

Nel caso dei domestici, le percentuali del Centro risultano in media pari al 7,4% in termini di clienti e all’8,8% in termini di volumi, contro una media nazionale del 6,6% (clienti) e del 7,7% (volumi). Dati analoghi emergono anche sullo *switch* dei condomini con uso domestico, anch’esso più elevato al Centro rispetto alla media nazionale. Nelle attività di servizio pubblico, i tassi del Nord risultano i più elevati in termini di clienti (19,5% contro il 17,1% della media nazionale), ma in termini di volumi nel 2018 è il Centro a registrare un valore più elevato (33,2% contro 30,4%); negli “altri usi” il Nord e il Centro mostrano valori relativamente omogenei e percentuali sui volumi più ampie rispetto a quelle del Sud.

Reclami relativi alla qualità commerciale del servizio di vendita di gas naturale e indennizzi

Le regole a tutela dei clienti finali e gli indicatori di qualità commerciale che tutte le società di vendita di energia elettrica e gas naturale sono tenute a rispettare e che vengono monitorati dall’Autorità, sono stabiliti dal Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale (TIQV) come descritto al paragrafo 3.2.2.1.

Anche in relazione alla vendita di gas naturale, qualora il venditore non rispetti gli standard specifici, il cliente riceve automaticamente un indennizzo, in occasione della prima fatturazione utile. L’indennizzo automatico di base (25 euro) raddoppia se l’esecuzione della prestazione sottoposta a indennizzo avviene oltre un tempo doppio dello standard e triplica se l’esecuzione della prestazione avviene oltre un tempo triplo dello standard o oltre.

Nel complesso, le imprese di vendita che servono il mercato tutelato e libero del gas naturale hanno ricevuto, nel 2018, 194.074 reclami scritti, il 62,5% dei quali riferiti al mercato libero, il 30,5% al mercato tutelato e il 7% ai clienti multisito. Si registra una diminuzione dei reclami riferiti sia al mercato libero che passano da 126.538 a 121.257 (-4,2%), sia al mercato tutelato, -22,4% (da 76.243 a 59.135). Raffrontando i dati riferiti alle richieste di informazione con quelli del 2017, per il settore gas, nel 2018, si è registrata nel complesso

una flessione del 12,7%; le richieste di informazione sono passate in totale da 99.300 a 86.728. Particolarmente significativa risulta la diminuzione delle rettifiche di fatturazione che è risultata del 53,4% rispetto al 2017, analoga a quella determinatosi nel settore elettrico (-51,2%). Con riferimento, infine, alle rettifiche di doppia fatturazione, analogamente a quanto già verificato per il settore elettrico, esse risultano essere residuali e in diminuzione ulteriore rispetto al 2017 (-17,4%) (Tavola 4.16).

Tavola 4.16 Reclami, richieste di informazione e rettifiche di fatturazione nel 2018

| | 2017 | 2018 | VARIAZIONE |
|---|----------|----------|------------|
| Numero di reclami | 216.704 | 194.074 | -10,4% |
| Numero di richieste di informazione | 99.300 | 86.728 | -12,7% |
| Numero di rettifiche di fatturazione | 44.217 | 20.587 | -53,4% |
| Numero di rettifiche di doppia fatturazione | 2377.221 | 2319.389 | -17,4% |

Fonte: Elaborazione ARERA su dati dello Sportello per il consumatore di energia.

Nel 2018, i casi di mancato rispetto degli standard, che hanno determinato il diritto per i clienti a ottenere complessivamente un indennizzo per il mancato rispetto degli standard fissati per le prestazioni relative alla qualità commerciale della vendita, sono stati 21.368. Nel medesimo anno sono stati erogati indennizzi per un ammontare complessivo di 1.005.764 euro. I clienti del mercato libero risultano essere i destinatari del 55,5% del totale degli indennizzi.

Per quanto riguarda gli argomenti dei reclami, nel settore gas, i primi tre per importanza hanno riguardato: nel 47,5% dei casi problemi inerenti alla fatturazione e tutto ciò che concerne i consumi e i corrispettivi fatturati, l'autolettura, la periodicità di fatturazione, inclusa la fattura di chiusura, l'effettuazione di pagamenti e rimborsi; per l'11,5%, le vicende del contratto, quali il recesso, il cambio di intestazione, voltura e subentro (perfezionamento e costi di voltura e subentro); nel 9% dei casi la misura (reclami relativi al funzionamento e al cambio del misuratore o alla mancata effettuazione delle letture, incluso il malfunzionamento della telelettura, alle tempistiche e modalità di verifica del misuratore, alla ricostruzione dei consumi per malfunzionamento).

Reclami al call center dello Sportello per i consumatori di gas naturale

La gestione dei reclami gestiti dallo Sportello per i consumatori di energia nel settore gas è comune a quella del settore elettrico ed è stata commentata nel Capitolo 3.

4.2.2.2 Raccomandazioni sui prezzi finali di vendita, indagini, ispezioni e imposizioni di misure per la promozione della concorrenza

Misure per la promozione della concorrenza e raccomandazioni sui prezzi finali di vendita

Le attività in tema di analisi e raccomandazioni sui prezzi finali di vendita realizzate dall'Autorità sono comuni al settore dell'elettricità e del gas e sono già state descritte in dettaglio al paragrafo 3.2.2.2 (al quale si rimanda).

Svolgimento di indagini, ispezioni e imposizione di misure per la promozione effettiva della concorrenza

In riferimento alle attività svolte nel 2018 si veda anche in questo caso il paragrafo 3.2.2.2.

4.3 Sicurezza delle forniture

Il decreto legislativo n. 93/11, nell'implementare il Terzo pacchetto energia, attribuisce le funzioni e competenze riferite a questo paragrafo della Relazione annuale alla CE (i.e. monitorare il bilancio fra domanda e offerta di energia, prevedere la domanda futura e l'offerta disponibile, la capacità addizionale e le misure per coprire la domanda di picco o i cali di fornitura) in esclusiva al Ministero dello sviluppo economico.

5 PROTEZIONE DEI CONSUMATORI E RISOLUZIONE DELLE CONTROVERSIE NELL'ELETTRICITÀ E NEL GAS

5.1 Protezione dei consumatori

Conformità con l'Allegato 1 della direttiva 2009/72/CE

Gli articoli 37, comma 1, lettera n), e art. 41, comma 1, lettera o), delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE chiedono che il regolatore, anche in collaborazione con altre Autorità, garantisca che le misure di tutela dei consumatori, incluse quelle dell'Allegato 1, siano effettive e applicate.

In Italia tali misure, anche in virtù delle disposizioni più recenti in materia di fatturazione, trovano ormai completa applicazione.

Garanzie di accesso ai dati di consumo

Una prima garanzia di accesso ai dati di consumo è fornita dalla regolazione in materia di fatturazione. In particolare, la Bolletta 2.0, entrata in vigore l'1 gennaio 2016 (v. *Rapporto Annuale 2015*) deve contenere dati sul consumo annuo e sulla sua ripartizione per fasce. Ulteriori elementi sono reperibili *on-line* nella bolletta di dettaglio. A mezzo di reclami e richieste, inoltre, il cliente può richiedere i dati al venditore che provvederà a chiederli al distributore.

D'altro canto, considerata la vasta diffusione degli *smart meters*, in particolare nel settore elettrico, il cliente finale ha a disposizione il dato di consumo corrente sia in potenza sia in energia, nonché i valori di consumo suddivisi in ore di *peak/off-peak/mid level* utilizzati per l'ultima fattura tramite display elettronico.

Il diritto dei clienti finali a disporre dei propri dati storici di consumo è stato comunque esplicitato dal decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, in recepimento della direttiva 2012/27/UE. Nel dicembre 2017 l'Autorità ha illustrato²²⁸ i propri orientamenti in materia, integrando quanto già prospettato in precedenza²²⁹ al fine di tenere conto delle evoluzioni intercorse e, in particolare, della trasformazione digitale che investe anche il settore elettrico. In questo senso l'Autorità ha dichiarato l'obiettivo di rendere accessibili e fruibili al cliente finale i dati dei suoi prelievi storici inerenti la sua impronta energetica (*energy footprint*) in formato digitale. Ciò può avvenire nella prospettiva dello sviluppo di servizi innovativi per l'efficienza energetica e della gestione attiva della domanda, grazie in particolare al nuovo tipo di dati e di strumenti resi disponibili dai sistemi di misura elettronici di seconda generazione nel settore elettrico. L'Autorità ha inoltre previsto che i dati di prelievo (intesi come dati storici di fatturazione e dati storici del profilo temporale di prelievo) siano resi accessibili attraverso il Sistema Informativo Integrato (SII), che è già depositario di tali informazioni ai sensi della legge 24 marzo 2012, n. 27, e che la messa a disposizione digitale dei dati avvenga attraverso un portale web (Portale consumi), predisposto dal gestore del SII e accessibile dal cliente finale mediante autenticazione per il tramite del Sistema pubblico di identità digitale (SPID). Il ricorso allo SPID, istituito dall'Agenzia per l'Italia Digitale per l'accesso ai servizi di pubblica utilità, evita al cliente finale di dover inserire nel SII i propri dati personali ai fini dell'accesso.

Successivamente alla consultazione sono intervenute le disposizioni della legge di bilancio 2018 che hanno precisato termini e scadenze entro le quali ultimare il processo: il soggetto gestore del Sistema Informativo Integrato doveva pertanto procedere entro l'1 luglio 2019 con gli adeguamenti necessari a permettere ai

²²⁸ Documento per la consultazione 14 dicembre 2017, 865/2017/R/efr.

²²⁹ Documento per la consultazione 23 aprile 2015, 186/2015/R/eel.

clienti finali di accedere, attraverso il Sistema medesimo, ai dati riguardanti i propri consumi, senza oneri ulteriori a carico dei clienti, secondo le disposizioni attuative definite dall'Autorità, da emanare rispettando le norme in materia di protezione dei dati personali e sentendo il parere del Garante della privacy. L'Autorità ha conseguentemente avviato e intensificato le interazioni con l'Acquirente Unico (che gestisce il SII) e il Garante della privacy. Nel giugno 2019 l'Autorità ha quindi definito²³⁰ le modalità con cui i clienti finali dall'1 luglio 2019 possono accedere ai loro dati di consumo attraverso l'apposito *Portale dei consumi* presente sul sito internet dell'Autorità²³¹.

Obblighi di servizio pubblico

Gli obblighi relativi al servizio pubblico contenuti nel decreto legislativo n. 93/11 (art. 35, comma 2 e 35, comma 3), aldilà di quelli più oltre illustrati e relativi ai clienti vulnerabili, fanno riferimento a:

- il diritto di *switching* entro 3 settimane dalla richiesta;
- l'accesso a informazioni trasparenti relative alle condizioni tariffarie ed economiche nonché a condizioni contrattuali minime;
- le misure necessarie per assicurare ai consumatori la diffusione presso i clienti finali della lista di controllo per i consumatori elaborata dalla Commissione europea contenente le informazioni pratiche sui loro diritti;
- la definizione da parte dell'Autorità di regolazione, ai fini della promozione dell'efficienza energetica, di criteri tali da promuovere l'ottimizzazione da parte delle imprese elettriche dell'uso dell'energia elettrica anche fornendo servizi di gestione razionale dell'energia, sviluppando formule di offerte innovative e introducendo sistemi di misurazione e reti intelligenti.

Sin dal 2008 è stato predisposto presso l'Acquirente unico uno Sportello per il consumatore di energia per l'informazione ai clienti finali tramite *call-center*.

Con riferimento ai clienti domestici l'Autorità ha introdotto strumenti per:

- migliorare la conoscenza e la comprensione del mercato e delle sue regole (come per esempio l'*Atlante dei diritti del consumatore di energia*²³²);
- agevolare la valutazione e la scelta delle offerte nel mercato libero. Rientrano tra queste iniziative la messa a disposizione del *Trova offerte* e l'imposizione dell'obbligo per il venditore di presentare al cliente finale la scheda di confrontabilità della spesa prima della conclusione del contratto.

Sono inoltre stati attivati protocolli di intesa con le associazioni dei consumatori per promuovere l'informazione dei consumatori.

Il *Codice di condotta commerciale della vendita di energia elettrica e gas ai clienti finali*²³³, disciplina (attuando ampiamente quanto prescritto dal Terzo pacchetto energia) il diritto di accesso a informazioni

²³⁰ Delibera 25 giugno 2019 270/2019/R/com.

²³¹ <https://www.consumienergia.it/portaleConsumi/>

²³² https://www.arera.it/atlante/it/elettricità/capitolo_1/elenco_domande_paragrafo_1.htm

²³³ Allegato A alla delibera 8 luglio 2010, ARG/com 104/10 e successive modifiche e integrazioni.

trasparenti relative alle condizioni tariffarie ed economiche, nonché le condizioni contrattuali minime per i clienti finali.

Il decreto legislativo 21 febbraio 2014, n. 21, ha recepito nell'ordinamento italiano la direttiva 2011/83/UE in materia di diritti dei consumatori, che integra e modifica alcune previsioni del Codice del consumo, con riguardo alla fase di conclusione dei contratti tra venditori e consumatori, nel caso in cui questi contratti siano conclusi a distanza o fuori dai locali commerciali.

L'Autorità ha, pertanto, adeguato²³⁴ le disposizioni del **Codice di condotta commerciale** alle intervenute modifiche del Codice del consumo, riguardanti gli adempimenti di natura pre-contrattuale a carico dei venditori e le modalità di esercizio del diritto di ripensamento da parte del cliente finale domestico. Nella fattispecie, è stato disposto che i suddetti adeguamenti si applichino ai soli contratti stipulati a distanza o fuori dai locali commerciali e che fossero confermate le previsioni in merito all'indicazione del prezzo al netto delle imposte (fatta salva la possibilità di indicare il prezzo comprensivo delle imposte in ragione della struttura dell'offerta) e ai criteri di comunicazione dei prezzi.

È stata prevista l'applicazione del **diritto di ripensamento** a tutti i casi di sottoscrizione di un nuovo contratto da parte dei clienti domestici, in cui la stipula sia avvenuta mediante tecniche di comunicazione a distanza o fuori dai locali commerciali. Sono stati conseguentemente introdotti **obblighi informativi a carico del venditore** e a beneficio del cliente finale, nonché previsioni in materia di costi ragionevoli e proporzionali da riconoscere al venditore in caso di esercizio del diritto di ripensamento, qualora fosse stata già richiesta l'esecuzione del contratto da parte del cliente.

Il codice di condotta commerciale è stato modificato nel 2016²³⁵ nella parte che riguarda gli obblighi informativi dei venditori. In particolare, è stato disposto che i clienti siano informati della possibilità di accedere alle procedure di conciliazione gratuite e, limitatamente ai domestici, sia indicato loro l'elenco degli organismi a ciò autorizzati. Tali informazioni devono essere fornite attraverso i contratti, il sito web del venditore o le risposte di quest'ultimo ai reclami. Le risposte ai reclami devono anche indicare l'indennizzo automatico eventualmente spettante al cliente.

Le **procedure di switching** sono state irrobustite dall'Autorità nel 2011, in particolare per quanto riguarda i flussi informativi tra distributore e venditore relativi al passaggio dei dati e alle tempistiche in modo tale che il venditore possa utilizzarli per la fatturazione secondo tempistiche certe, e ha agevolato i flussi stessi con standard di comunicazione. Sempre nel 2011 è stato anche introdotto per il settore elettrico il termine di tre settimane nelle procedure di *switching* previsto dalle direttive 72/2009/CE e 73/2009/CE. Lo stesso termine è stato introdotto nel settore del gas naturale nel 2015.

Nel 2015, l'Autorità ha stabilito²³⁶ per il settore elettrico che dal 1° giugno 2016 tutte le operazioni per passare a un nuovo venditore venissero svolte in modo centralizzato attraverso il **Sistema Informativo Integrato (SII)**, la banca dati nazionale avviata per rendere più trasparente ed efficiente lo scambio di informazioni tra gli operatori del settore. Da quella data il venditore non si deve più rivolgere ai singoli distributori ma al SII, attraverso cui può realizzare l'operazione in tempi più veloci e con maggiore semplicità. Nell'aprile 2016 l'Autorità ha adottato ulteriori disposizioni²³⁷ funzionali all'attuazione di tale riforma nel settore elettrico e alla riduzione delle tempistiche per l'esecuzione dello *switching* nel settore gas.

Definizione dei clienti vulnerabili – Settore elettrico

In riferimento al settore elettrico, il decreto legislativo n. 93/11 non fornisce una specifica definizione di cliente vulnerabile (come nel gas naturale, vedi oltre).

²³⁴ Con la delibera 4 giugno 2015, 269/2015/R/com.

²³⁵ Deliberazione 21 luglio 2016, 413/2016.

²³⁶ Con la delibera 14 ottobre 2015, 487/2015/R/eel.

²³⁷ Delibera 28 aprile 2016, 208/2016.

In ogni caso l'art. 35 sugli **Obblighi di servizio pubblico e tutela dei consumatori** stabilisce che tutti i consumatori domestici e le piccole imprese (con meno di 50 impiegati e un fatturato inferiore ai 190 milioni di euro) che non scelgono il fornitore sul mercato libero sono serviti nell'ambito del regime di maggior tutela (art. 1, comma 2 del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73 convertito nella legge 3 agosto 2007, n. 125). Il decreto stabilisce altresì che in relazione all'evoluzione delle condizioni concorrenziali del mercato al dettaglio, il Ministero dello sviluppo economico, in esito ai monitoraggi condotti almeno ogni 2 anni, possa adeguare, in particolare in riferimento ai clienti industriali, le forme di erogazione del **servizio di maggior tutela**. I corrispettivi del servizio vengono aggiornati trimestralmente, facendo riferimento alle condizioni di mercato relative alle fasi liberalizzate della filiera (costi di approvvigionamento e di commercializzazione).

Nel 2015 l'Autorità ha avviato²³⁸ un procedimento per la definizione di un percorso di riforma (c.d. *Roadmap*) con l'obiettivo generale di sviluppo di un mercato efficiente della vendita di energia elettrica al dettaglio, attraverso il consolidamento della fornitura del mercato libero, quale modalità ordinaria di approvvigionamento anche per i clienti di piccole dimensioni (clienti domestici e piccole imprese).

L'intervento è finalizzato a supportare la consapevolezza dei clienti di piccole dimensioni, facilitando l'accesso di tale clientela al mercato, attraverso un'evoluzione dei meccanismi di tutela "guidata e vigilata" dall'Autorità, con il superamento dell'attuale alternanza tra il servizio di maggior tutela e il mercato libero; vanno in questa direzione due iniziative:

- l'introduzione di una tutela simile a una fornitura del mercato libero, la *Tutela SIMILE*²³⁹,
- l'introduzione di offerte a prezzo libero a condizioni equiparate di tutela, le offerte PLACET²⁴⁰,

per la cui descrizione si rimanda al paragrafo 3.2.2.2.

Nel maggio 2017 l'Autorità ha avviato²⁴¹ un nuovo procedimento per la promozione di nuovi strumenti per informare e per accrescere la capacità dei clienti finali domestici e delle piccole imprese nei mercati al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale, ritenendo che un'informazione mirata a tale tipologia di clienti, da un lato, permetta loro di superare la diffidenza derivante dalla limitata conoscenza del mercato e, dall'altro, consenta al cliente di esercitare la propria autotutela consapevole nel mercato.

Successivamente è intervenuta la legge 4 agosto 2017, n. 124 "Legge annuale per il mercato e la concorrenza", che, tra l'altro, ha stabilito che dal 1° luglio 2020²⁴² vengano definitivamente superate le tutele di prezzo (come illustrato nel capitolo 2). Essa prevede che:

- a decorrere dall'1 gennaio 2018, i clienti finali di energia elettrica riforniti in maggior tutela debbano ricevere adeguata informativa dal loro fornitore in relazione al superamento delle tutele di prezzo, secondo le modalità definite dall'Autorità;
- l'Autorità garantisca la pubblicizzazione e la diffusione delle informazioni in merito al superamento delle tutele di prezzo e alle condizioni di svolgimento dei servizi a beneficio dei clienti, anche avvalendosi della società Acquirente unico.

Nel novembre 2017 l'Autorità, in attuazione dell'articolo 1, comma 69, della legge 124/17, ha previsto²⁴³ ulteriori iniziative per accrescere la capacità dei clienti finali di piccole dimensioni e, ai sensi dell'articolo 1, comma 72, della medesima legge, la realizzazione di un progetto di pubblicizzazione e diffusione delle informazioni. In particolare, è stato previsto:

- che gli esercenti la maggior tutela e i fornitori nell'ambito del servizio di tutela gas, a partire dall'1 gennaio 2018 e sino a giugno 2019, inviino ai loro clienti, all'interno della fattura sintetica, un'apposita informativa

²³⁸ Con la delibera 4 giugno 2015, 271/2015/R/com.

²³⁹ Delibera 11 luglio 2016, 369/2016/R/eel.

²⁴⁰ Delibera 27 luglio 2017, 555/2017/R/com.

²⁴¹ Delibera 25 maggio 2017, n. 375/2017/R/com.

²⁴² Il termine iniziale era al 1° luglio 2019, ma è stato rinviato al 1° luglio 2020 dal decreto legge 25 luglio 2018, n. 91, come descritto nel capitolo 1.

²⁴³ Delibera 10 novembre 2017, n. 746/2017/R/com.

in merito alla rimozione delle tutele di prezzo, con contenuto definito dall’Autorità al fine di garantirne la terzietà, la neutralità e l’imparzialità;

- che il contenuto di tale informativa sia a carattere dinamico. La prima comunicazione deve essere inserita in due fatture emesse nel primo semestre 2018;
- che i venditori a decorrere dall’1 gennaio 2018 pubblichino sulla *home page* del proprio sito internet il link della sezione “Evoluzione mercati al dettaglio” del sito web dell’Autorità dedicato al superamento delle tutele di prezzo e indirizzino il cliente finale, all’atto della richiesta telefonica di informazione in merito al proprio contratto con riferimento al superamento della tutela di prezzo, al sito web dell’Autorità e al *call center* dello Sportello;
- la realizzazione di una comunicazione multimediale per pubblicizzare e diffondere le informazioni in merito al superamento della maggior tutela alle condizioni di svolgimento dei servizi e agli strumenti per rafforzare la capacità dei clienti finali, anche richiedendo la disponibilità di spazi all’interno del servizio televisivo pubblico per veicolare specifici messaggi sull’evoluzione del mercato *retail*.

Il contenuto delle informative da riportare in fattura in merito al superamento delle tutele di prezzo è stato definito dall’Autorità e comunicato ai venditori nel 2018. Le comunicazioni incluse nelle fatture emesse nel primo e secondo semestre 2018 hanno informato il cliente finale del superamento delle tutele di prezzo, previsto inizialmente per il 1° luglio 2019 e successivamente prorogato al 1° luglio 2020, invitandolo a informarsi per tempo sulle opportunità del mercato libero. Il testo da riportare nelle fatture emesse nel primo semestre 2019 contiene, invece, da un lato, l’indicazione di come cambiare contratto o fornitore sia semplice e gratuito, con la garanzia della continuità del servizio e, dall’altro, gli elementi che dovrebbero sollecitare il cliente finale a usufruire degli strumenti dell’Autorità volti a effettuare una scelta informata e consapevole, come il Portale offerte luce e gas e le offerte PLACET.

Da gennaio 2009, per le forniture di energia elettrica, è attivo un meccanismo di protezione specificatamente rivolto ai clienti domestici che versano in situazioni di disagio economico o in gravi condizioni di salute che ricevono un **bonus, cioè uno sconto sulla fornitura di energia elettrica**.

Nel 2012 sono state introdotte modifiche alla disciplina del *bonus* elettrico per i clienti in gravi condizioni di salute (*bonus* elettrico per disagio fisico). Il *bonus* per disagio fisico è articolato in tre fasce, per tener conto del tipo di apparecchiatura/e utilizzata/e, dei consumi medi orari di ciascuna tipologia di apparecchiatura e delle ore medie di utilizzo giornaliera. Sulla base di questi elementi, certificati dalla ASL, il cliente viene assegnato a una delle tre fasce di compensazione previste. Le tre fasce sono poi ulteriormente differenziate per tener conto della potenza impegnata (fino a 3 kW e da 4,5 kW)²⁴⁴.

Gli oneri connessi all’erogazione del *bonus* elettrico per disagio economico e fisico sono compresi tra le componenti degli oneri generali afferenti al sistema elettrico e trovano copertura tramite una specifica componente tariffaria, che è pagata da tutti i clienti che non beneficiano dell’agevolazione.

Al 31 dicembre 2018 le famiglie che hanno usufruito dell’agevolazione almeno una volta sono 3 milioni, le famiglie con *bonus* attivo nel 2018 sono state 771.566, in aumento del 9,1% rispetto all’anno precedente; ad esse si aggiungono i 23.600 beneficiari *bonus* erogati a soggetti titolari di Carta Acquisti²⁴⁵, che sono diminuiti del 7,4% rispetto al 2017. I beneficiari del *bonus* per disagio fisico al 31/12/2018 erano 33.282, in aumento del 2% rispetto a 12 mesi prima.

²⁴⁴ Per il dettaglio del funzionamento dei *bonus* si veda anche il *Rapporto Annuale* 2013.

²⁴⁵ Per i cittadini che ne fanno domanda e che hanno i requisiti di legge (D.L. n. 112 del 2008) è disponibile una Carta Acquisti utilizzabile per il sostegno della spesa alimentare, sanitaria e il pagamento delle bollette della luce e del gas. La Carta Acquisti vale 40 euro al mese e viene caricata ogni due mesi con 80 euro sulla base degli stanziamenti via via disponibili.

Definizione dei clienti vulnerabili – Settore gas

Per il settore del gas naturale, il decreto legislativo n. 93/11 ha definito “vulnerabili” i clienti domestici, i clienti non domestici con consumi inferiori a 50.000 S(m³)/anno e i clienti finali titolari di utenze relative ad attività di servizio pubblico, ossia utenze nella titolarità di una struttura pubblica o privata che svolge un’attività riconosciuta di assistenza.

Tale definizione è stata successivamente modificata dal decreto legge 21 giugno 2013, n. 69 che ha previsto che, nell’ambito degli obblighi di servizio pubblico, l’Autorità continui ad aggiornare il servizio di tutela «*per i soli clienti domestici*». In conseguenza di tale modifica, l’Autorità è intervenuta per chiarire che hanno ancora diritto a essere serviti a condizioni standard:

- i punti di consumo nella titolarità di un cliente domestico;
- i punti di consumo relativi a condomini con uso domestico, con consumo non superiore a 200.000 S(m³)/anno.

Il decreto legge n. 69/13 è stato convertito con la legge 9 agosto 2013, n. 98, confermando la cessazione del servizio di tutela per i clienti finali non domestici. L’Autorità è quindi intervenuta per adeguare le disposizioni del Testo Integrato Vendita Gas (TIVG) alla normativa.

Parallelamente si sono succeduti i provvedimenti dell’Autorità volti a ridurre la dipendenza degli aggiornamenti del servizio di tutela dai contratti di importazione a lungo termine (c.d. “**riforma gas**”). In particolare, la riforma ha disposto che a fini dell’aggiornamento della componente materia prima il riferimento all’andamento del prezzo del petrolio, quale risultante dai contratti a lungo termine, venisse progressivamente sostituito con l’andamento dei prezzi risultanti nei mercati a breve termine del gas (mercati *spot*). Col quarto trimestre del 2013 il processo è stato completato. Il riferimento ai contratti a lungo termine è stato completamente eliminato e sostituito al 100% con il prezzo che si forma sul mercato a breve termine. In attesa che diventi pienamente operativo il mercato a termine italiano, previsto dal decreto legislativo 93/11, è stato mantenuto il riferimento alle quotazioni che si formano sul mercato olandese TTF.

Come già evidenziato per il settore elettrico, nel 2015 l’Autorità ha avviato un procedimento²⁴⁶ per la riforma dei servizi di tutela, mentre la legge, come si è visto, ha stabilito la cessazione delle tutele di prezzo per i piccoli consumatori del gas naturale dall’1 luglio 2020.

Il decreto legislativo n. 93/11 stabilisce che siano individuati e aggiornati i criteri e le modalità per la fornitura di gas naturale nell’ambito del **servizio di ultima istanza** (FUI) per tutti i clienti vulnerabili che rimangono senza fornitore per cause indipendenti dalla loro volontà.

Relativamente al perimetro dei clienti interessati, hanno diritto al servizio di fornitura di ultima istanza²⁴⁷: i clienti finali disalimentabili, ovvero i clienti domestici, compresi i condomini con consumo non superiore a 200.000 S(m³) annui e gli altri clienti con consumo non superiore a 50.000 S(m³) annui che, per cause indipendenti dalla propria volontà, risultino privi di un fornitore; i clienti finali non disalimentabili, ovvero, le utenze relative ad attività di servizio pubblico che, per qualsiasi causa, si trovino senza un fornitore. Le condizioni di erogazione dei servizi di ultima istanza sono definite dal *Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane* (TIVG). In particolare, sono disciplinate modalità e tempistiche di attivazione e di cessazione del servizio e le condizioni economiche che i soggetti sono tenuti ad applicare ai clienti finali serviti.

Il soggetto fornitore del servizio di ultima istanza viene individuato tramite procedura a evidenza pubblica, gestita dall’Acquirente unico in base alla disciplina approvata dall’Autorità nell’agosto 2016²⁴⁸, con cui è

²⁴⁶ Con la delibera 4 giugno 2015, 271/2015/R/com.

²⁴⁷ Disposizioni del decreto legislativo n. 93/11 (art. 7, comma 7) e del decreto ministeriale 7 agosto 2013.

²⁴⁸ Delibera 4 agosto 2016, 465/2016/R/gas.

anche stata data attuazione alle disposizioni del decreto 22 luglio 2016 del Ministro dello sviluppo economico.

Nel settore del gas è inoltre presente il **servizio di default** che ha la finalità di garantire il bilanciamento della rete di distribuzione ed è destinato ai clienti che non hanno diritto al servizio FUI, poiché non rientranti nelle tipologie di clienti sopra richiamate. Il servizio di *default* ha avuto pieno avvio a partire all'anno termico 2013-2014.

Dal 2009, per le forniture di gas naturale, è anche attivo un meccanismo di protezione sociale specificatamente rivolto ai clienti domestici che versano in situazioni di disagio economico, analogo a quello presente nel settore elettrico: il **bonus gas**. Per la copertura dell'onere derivante dall'applicazione del *bonus gas*, l'Autorità ha istituito, all'interno della tariffa obbligatoria per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale, la componente GS posta a carico dei clienti non domestici. Il valore della componente viene definito contestualmente all'aggiornamento tariffario. Ai fondi raccolti dai clienti si aggiungono i fondi a carico del Bilancio dello Stato.

Alla data del 31 dicembre 2018 i clienti beneficiari del *bonus gas* per disagio economico sono risultati pari a 519.375, con un aumento del 3,9% rispetto all'anno precedente; le loro domande, una volta superati i controlli relativi ai requisiti di ammissibilità da parte dei Comuni, sono state ammesse all'agevolazione dopo le verifiche delle imprese distributrici di gas. Le famiglie che hanno usufruito dell'agevolazione, almeno una volta dall'entrata in vigore del meccanismo, sono oltre 1,7 milioni.

Interventi comuni al settore elettrico e gas

Il fenomeno dei **contratti non richiesti** si riferisce ai casi in cui i clienti finali sono indotti a concludere contratti di fornitura di energia elettrica e/o gas naturale, in realtà non voluti, a seguito di condotte commerciali scorrette, praticate dai venditori con l'obiettivo di acquisire tali contratti mediante l'attivazione di procedure di *switching* a scapito del cliente e del venditore precedente, che avrebbe avuto titolo a continuare la fornitura. A fronte del crescente numero di segnalazioni ricevute negli anni scorsi da clienti finali e loro associazioni, l'Autorità è intervenuta per arginare questo fenomeno, anche in ragione dei suoi impatti negativi sullo sviluppo della concorrenza nel mercato della vendita al dettaglio. A valle di un'attività ricognitiva e di un articolato processo di consultazione, la regolazione in materia è stata definita nell'aprile 2012 ed è stata descritta in dettaglio nel *Rapporto Annuale 2013*.

Nell'aprile 2017 l'Autorità ha approvato²⁴⁹ il *Testo Integrato per l'adozione di misure propedeutiche per la conferma del contratto di fornitura di energia elettrica e/o di gas naturale e procedura ripristinatoria volontaria* (TIRV). Il TIRV si applica ai contratti a distanza o negoziati fuori dai locali commerciali del venditore; il testo prevede adempimenti documentali obbligatori in capo a tutti i venditori volti a provare l'avvenuta conferma di un contratto (misure preventive per la conferma del contratto) distinti sulla base del tipo di cliente finale che ha presentato reclamo (domestico e non domestico) e comprende una procedura speciale a carattere risolutivo, ad adesione volontaria sia del cliente finale sia del venditore, qualora nella fase di conferma del contratto non siano state rispettate le misure preventive. Tale procedura speciale, in conformità alla disciplina previgente, prevede laddove possibile il ritorno al precedente fornitore e la corresponsione di un importo massimo che il venditore ha facoltà di richiedere al cliente a titolo di corrispettivo per il periodo in cui ha avuto luogo la fornitura contestata.

Nel dicembre 2018 l'Autorità ha adeguato²⁵⁰ le disposizioni del TIRV:

²⁴⁹ Delibera 6 aprile 2017, 228/2017/R/com, entrata in vigore l'1 maggio 2017.

²⁵⁰ Delibera 18 dicembre 2018, 684/2018/R/com.

- alla nuova disciplina in tema di **recesso**, comune sia al settore dell'energia elettrica sia a quello del gas naturale, introdotta²⁵¹ nel novembre 2017, con particolare riferimento alla previsione che l'invio della richiesta di *switching* costituisca anche esercizio del recesso per cambio del venditore;
- alla nuova **disciplina del processo di *switching* nel settore del gas naturale**, approvata²⁵² nel febbraio 2018.

Nel corso del 2016 l'Autorità ha portato a compimento il processo avviato in merito alla **fatturazione** dei consumi ai clienti finali del mercato *retail* di energia elettrica e di gas naturale, approvando il *Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico in materia di fatturazione del servizio di vendita al dettaglio per i clienti di energia elettrica e di gas naturale* (TIF)²⁵³.

Con il TIF, l'Autorità ha realizzato un testo unico contenente tutte le disposizioni relative alla fatturazione di vendita al dettaglio, che i venditori sono tenuti a rispettare nell'ambito dei contratti con i propri clienti finali. I venditori hanno l'obbligo di includere, nel proprio paniere di offerte sul mercato libero, un contratto con le clausole relative alla fatturazione uguali a quelle dei regimi di tutela, mentre per le altre offerte sono liberi di derogare a dette clausole secondo quanto indicato nel TIF; in tali casi, tuttavia, sono previsti obblighi informativi a beneficio del cliente finale.

Insieme al TIF l'Autorità ha introdotto²⁵⁴ obblighi specifici in materia di **misura** e di **rateizzazione**, in particolare:

- in materia di misura, per entrambi i settori, sono stati introdotti l'obbligo di registrare le cause (opportunosamente codificate) dei falliti tentativi di lettura e l'obbligo di erogare gli indennizzi automatici, da parte dei distributori al venditore, in caso di ritardo nella messa a disposizione dei dati di consumo;
- in capo agli esercenti la maggior tutela, è stato introdotto l'obbligo di rateizzazione degli importi fatturati, nei casi di fatturazione di importi anomali e di mancato rispetto della periodicità di fatturazione prevista nel TIF; tale obbligo è altresì fissato per i venditori del mercato libero, i quali possono anche offrire modalità di rateizzazione migliorative.

Gli obblighi suddetti e il TIF sono entrati in vigore l'1 gennaio 2017, a eccezione di alcune disposizioni per le quali è prevista una diversa tempistica²⁵⁵.

²⁵¹ Delibera 23 novembre, 783/2017/R/com.

²⁵² Delibera 8 febbraio 2018, 77/2018/R/com.

²⁵³ Allegato A alla delibera 463/2016/R/com.

²⁵⁴ Con la medesima delibera 463/2016.

²⁵⁵ In particolare, gli obblighi inerenti all'autolettura dei clienti del settore elettrico con misuratori telegestiti e all'acquisizione delle autoletture tramite reclamo o segnalazione telefonica sono entrate in vigore nell'aprile 2017.

5.2 Gestione delle controversie

Servizio conciliazione Autorità

Per la gestione delle controversie è attivo dal 2012 il **Servizio conciliazione clienti energia**, istituito dall'Autorità in attuazione dell'art. 44, comma 4, del decreto legislativo n. 93/11; è gestito, in avvalimento, dall'Acquirente unico ed è operativo, in fase sperimentale, dall'1 aprile 2013, con entrata a regime dall'1 gennaio 2016.

Il Servizio conciliazione è una procedura volontaria di risoluzione alternativa delle controversie, attivabile dai clienti finali di energia elettrica e gas naturale per qualsiasi problematica insorta (che non attenga a profili tributari e fiscali) nei confronti degli operatori energetici (esercenti la vendita e distributori), in caso di mancata o insoddisfacente risposta al reclamo. La procedura si svolge interamente *on line* e alla presenza di un conciliatore terzo, imparziale, esperto in mediazione e, in virtù di appositi incontri di formazione e aggiornamento organizzati periodicamente dall'Autorità in collaborazione con l'Acquirente unico. L'eventuale accordo finale ha efficacia transattiva fra le parti ai sensi dell'art. 1965 del Codice civile.

Per le sue caratteristiche, il Servizio conciliazione è già in linea con la normativa comunitaria in materia di *Alternative Dispute Resolution (ADR)*, in ultimo con la direttiva 2013/11/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 21 maggio 2013 sulla risoluzione alternativa delle controversie dei consumatori, che modifica il regolamento (CE) 2006/2004 e la direttiva 2009/22/CE.

Con l'approvazione dell'art. 141, comma 6, lettera c), del Codice del consumo – che ha modificato l'art. 2, comma 24, lettera b), della legge n. 481/95, attribuendo all'Autorità il potere di regolamentare, con propri provvedimenti, le modalità di svolgimento della procedura di risoluzione extragiudiziale delle controversie – il tentativo di conciliazione diviene condizione di procedibilità dell'azione proposta innanzi all'Autorità giudiziaria per le controversie insorte nei settori regolati²⁵⁶.

L'Autorità ha dato attuazione alla predetta normativa con l'approvazione²⁵⁷ di un testo ricognitivo e organico delle disposizioni alla specie applicabili, riunite nel **Testo Integrato Conciliazioni (TICO)**²⁵⁸, che ha introdotto una procedura per l'esperimento del tentativo obbligatorio di conciliazione presso il Servizio conciliazione e ha individuato le procedure alternative esperibili.

Il TICO, operativo dall'1 gennaio 2017 per i settori dell'energia elettrica e del gas, si applica alle controversie insorte fra gli esercenti (venditori e distributori e, limitatamente ai *prosumer*, anche il Gestore dei Servizi Energetici) e i clienti finali sia di energia elettrica alimentati in bassa e/o media tensione, sia di gas naturale e di altri di gas distribuiti a mezzo di reti alimentati in bassa pressione.

Sono escluse dall'ambito di applicazione del TICO: le controversie attinenti esclusivamente profili tributari o fiscali; quelle che il cliente non potrebbe eventualmente presentare in giudizio perché è intervenuta la prescrizione; quelle per le quali non sono state promosse azioni inibitorie, azioni di classe e altre azioni a tutela degli interessi collettivi dei consumatori e degli utenti promosse da associazioni dei consumatori ai sensi del Codice del consumo; quelle oggetto di procedure speciali risolutive, a meno che il cliente non richieda anche il risarcimento del danno.

²⁵⁶ Il decreto legislativo n. 130/15 ha dato attuazione nell'ordinamento italiano alla direttiva 2013/11/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 21 maggio 2013, sull'ADR per i consumatori, che modifica il regolamento (CE) 2006/2004 e la direttiva 2009/22/CE (direttiva sull'ADR per i consumatori).

²⁵⁷ Delibera 5 maggio 2016, 209/2016/E/com.

²⁵⁸ Allegato A della delibera 209/2016/E/com.

Lo svolgimento del tentativo obbligatorio di conciliazione non preclude, in ogni caso, la concessione dei provvedimenti giudiziali urgenti e cautelari.

L'Autorità ha altresì esteso²⁵⁹ l'obbligo di partecipare al tentativo di conciliazione a tutti gli operatori (a eccezione dei fornitori di ultima istanza – FUI). L'eventuale inadempimento di tale obbligo è sanzionabile dalla stessa Autorità ai sensi della normativa vigente. Tuttavia, l'operatore convocato, entro un termine di cinque giorni antecedente alla data del primo incontro, può addurre giustificati motivi per la mancata partecipazione, purché tali motivi siano riconducibili a una delle cause di inammissibilità del tentativo di conciliazione e oggetto di autodichiarazione da parte del cliente finale; tali giustificati motivi, se provati, sono comunicati al cliente finale e comportano l'archiviazione della domanda. La condizione di procedibilità per l'azione giudiziale si considera avverata se il primo incontro presso il Servizio conciliazione si conclude senza accordo, ivi inclusi i casi di mancata comparizione della controparte.

Nel giugno 2018 l'Autorità ha effettuato²⁶⁰ una revisione del TICO, al fine di recepire le evidenze emerse nel primo anno di operatività e di fornire chiarimenti applicativi a beneficio degli *stakeholder*, tenendo conto delle osservazioni pervenute nella fase di consultazione, avviata²⁶¹ nell'aprile 2018. L'Autorità, in attuazione dell'articolo 141-*sexies* del Codice del consumo, ha previsto obblighi informativi in capo ai venditori di energia in materia di procedure di risoluzione extragiudiziale delle controversie, con riferimento: ai siti internet di tali operatori, alle condizioni generali di contratto e alle risposte ai reclami nel caso in cui non sia possibile estinguere la problematica lamentata dal cliente finale. In esito a indagine conoscitiva chiusa a marzo del 2018, l'Autorità nell'aprile 2018 ha intimato²⁶² a 34 operatori l'adempimento degli obblighi informativi in questione sui siti. Nel luglio 2018 è stato riscontrato²⁶³ l'assolvimento degli obblighi suddetti da parte di tutti gli operatori interessati.

Gli interventi di revisione del TICO hanno comportato un **aggiornamento del sito internet del Servizio conciliazione** (conciliazione.arera.it) e delle pagine informative sul Servizio medesimo presenti nel sito internet dell'Autorità. In particolare, sono state aggiornate le FAQ (domande e risposte più frequenti) sulla procedura di conciliazione. Nella pagina dedicata del sito internet dell'Autorità è stata anche pubblicata la **Relazione Annuale 2018 del Servizio conciliazione**, quale organismo ADR ai sensi del Codice del consumo, iscritto alla Piattaforma ODR della Commissione europea²⁶⁴. Tale Relazione, tradotta in inglese, è stata altresì pubblicata nel sito internet del NEON, il network di *Ombudsmen* e organismi ADR che operano in Paesi UE nei settori energetici, al quale l'Autorità aderisce dal 2016 in qualità di titolare del Servizio conciliazione.

Nel 2018, secondo anno di operatività del TICO, le domande presentate al Servizio di conciliazione dell'Autorità è sostanzialmente in linea con quello del 2017 (10.705 domande, + 1%).

Nel 2018 c'è stato un aumento nella percentuale di domande presentate in prima persona dai clienti (36%, rispetto al 25% del 2017), a fronte di una diminuzione di quelle presentate attraverso le associazioni dei consumatori iscritte al CNCU (29%, rispetto al 32% del 2017) e, soprattutto, delle domande presentate dai delegati non appartenenti a tali associazioni (35%, rispetto al 43% del 2017).

Il 73% delle domande ricevute dal Servizio ha riguardato un cliente finale domestico (in lieve diminuzione rispetto al 76% del 2017). Relativamente all'argomento delle controversie, si conferma la prevalenza della fatturazione (52%), seppur in calo rispetto al 2017 (58%). Seguono, a molta distanza e appaiati, i contratti e il risarcimento danni, ciascuno con il 12% ed entrambi in aumento di 2 punti rispetto all'anno precedente.

Per quanto concerne il valore della controversia, l'82% delle domande reca un valore stimato inferiore a 5.000 euro²⁶⁵.

²⁵⁹ Ai sensi dell'art. 2, comma 12, lettera h), della legge n. 481/95.

²⁶⁰ Delibera 28 giugno 2018, 355/2018/R/com.

²⁶¹ Documento per la consultazione 5 aprile 2018, 199/2018/R/com.

²⁶² Delibera 11 aprile 2018, 230/2018/E/com.

²⁶³ Delibera 26 luglio 2018, n. 395/2018/E/com.

²⁶⁴ Per le controversie tra imprese e consumatori originate dai contratti di beni e servizi stipulati online.

²⁶⁵ Soglia degli *small claims* ex Regolamento (CE) n. 861/2007 dell'11 luglio 2007 e s.m.i.

In merito al riscontro delle domande pervenute al Servizio, l'80% è stato ammesso alla procedura (in lieve aumento rispetto al 76% del 2017). Le procedure concluse con un accordo tra le parti sono il 66%, in lieve diminuzione rispetto all'anno precedente (68%).

La durata media delle procedure concluse è pari a 53 giorni solari, 8 in più rispetto al 2017. Le procedure con accordo hanno avuto una durata media di 55 giorni, 9 in più rispetto al 2017.

Altri servizi di conciliazione

In alternativa al Servizio dell'Autorità il cliente finale può esperire il tentativo obbligatorio di conciliazione ai fini giudiziali anche utilizzando altre procedure indicate nell'articolo 14 del TICO. Si tratta, in primo luogo, delle procedure di media conciliazione presso le Camere di commercio, come previsto dall'art. 2, comma 24, lettera b), della legge n. 481/95, che aderiscono alla convenzione sottoscritta dall'Autorità e da Unioncamere il 28 dicembre 2016. Al 31 marzo 2019, Unioncamere ha comunicato l'adesione di 49 Camere di commercio, cinque in più rispetto all'anno precedente.

In secondo luogo, per i soli clienti finali domestici, vi sono le procedure presso gli Organismi iscritti nell'elenco ADR istituito dall'Autorità. Nel dettaglio, l'Autorità, in attuazione dell'articolo 141-decies del Codice del consumo, nel dicembre 2017 ha istituito²⁶⁶ l'*Elenco degli Organismi ADR* deputati a gestire, nei settori di competenza, procedure ADR ai sensi del Titolo II-bis della Parte V del Codice del consumo, disciplinando²⁶⁷ il procedimento per l'iscrizione nell'Elenco e le modalità di svolgimento delle attività relative alla gestione, alla tenuta e alla vigilanza dell'Elenco medesimo (per ulteriori dettagli, vedi *Rapporto Annuale 2017*).

Al 31 marzo 2019, nell'Elenco ADR dell'Autorità, risultano iscritti 16 Organismi (compreso il Servizio Conciliazione dell'Autorità²⁶⁸), di cui 7 di conciliazione paritetica, basati su appositi Protocolli di intesa stipulati tra associazioni di consumatori e imprese di vendita. Per gli Organismi ADR di conciliazione paritetica, il Codice del consumo, all'articolo 141-ter, stabilisce ulteriori requisiti di terzietà e indipendenza per l'iscrizione in Elenco. Gli altri Organismi iscritti sono a loro volta organismi di mediazione (come tali, iscritti quindi anche nel Registro degli organismi di mediazione tenuto dal Ministero della giustizia ai sensi del decreto legislativo 4 marzo 2010, n. 28 e del decreto ministeriale 18 ottobre 2010, n. 180), che hanno attestato il possesso della formazione specialistica in uno o più settori di competenza dell'Autorità per almeno un conciliatore.

Ai sensi dell'articolo 141-decies, comma 2, ogni autorità competente, vigila sull'Elenco nonché sui singoli Organismi ADR. L'attività di vigilanza dell'Autorità sull'Elenco ADR e sugli Organismi iscritti valuta eventuali condotte assunte dall'Organismo in Elenco contrarie all'impianto normativo e regolatorio in materia di ADR (e ai regolamenti procedurali approvati), i casi in cui l'Organismo non abbia mantenuto i requisiti previsti per l'iscrizione e/o qualora non abbia adempiuto agli obblighi di rendicontazione delle attività svolte e/o di formazione e aggiornamento dei propri conciliatori.

²⁶⁶ Delibera 17 dicembre 2015, n. 620/2015/E/com.

²⁶⁷ Allegato A delibera 620/2015/E/com.

²⁶⁸ Delibera n. 620/2015/E/com.